

II.2- CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1 - Apresentação

II.2.1.A - Objetivos da atividade

O objetivo principal da atividade em questão é a instalação de Unidades Estacionárias de Produção (UEP) e de infraestrutura submarina associada visando produção e escoamento de petróleo e gás natural no Bloco BC-20, que inclui os Campos de Papa-Terra e Maromba.

Campo de Papa-Terra

No Campo de Papa-Terra será realizada a instalação de um sistema definitivo de produção e escoamento composto por duas Unidades Estacionárias de Produção, uma do tipo TLWP (*Tension Leg Wellhead Platform*) e outra do tipo FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*), com o objetivo de explorar comercialmente petróleo e gás natural deste Campo.

Campo de Maromba

No Campo de Maromba será realizada a instalação de um sistema definitivo de produção e escoamento, composto por uma Unidade Estacionária de Produção do tipo FPSO, com o objetivo de explorar comercialmente petróleo e gás natural do reservatório Maastrichtiano. Será ainda realizado um TLD (Teste de Longa Duração), utilizando esta mesma Unidade Estacionária de Produção para fins de obtenção de dados do reservatório Albiano (Calcarenito) e seu potencial produtivo.

II.2.1.B - Localização e Limites do Bloco / Campos

Bloco BC-20

O Bloco BC-20 está localizado na área sul da Bacia de Campos, a uma distância aproximada de 83 km da costa da cidade de Arraial do Cabo, litoral norte do estado do Rio de Janeiro.

A localização e os limites do *ring fence* do Bloco são apresentados no mapa de localização, Anexo II.2-1.

A área plana total do bloco equivale a 1.446,605 Km². As coordenadas geográficas do *ring fence* do Bloco BC-20 são apresentadas no Quadro II.2.1-1.

Quadro II.2.1-1 - Coordenadas geográficas do ring fence do Bloco BC-20.
(Datum = SAD-69; MC = 54).

VÉRTICE	LATITUDE	LONGITUDE
1	-23:22:26.311	-41:08:23.273
2	-23:28:03.812	-41:08:23.278
3	-23:28:03.818	-40:58:42.032
4	-23:33:13.193	-40:58:42.036
5	-23:33:13.190	-41:03:23.284
6	-23:35:15.065	-41:03:23.285
7	-23:35:15.061	-41:09:19.533
8	-23:33:50.686	-41:09:19.532
9	-23:33:50.677	-41:22:36.401
10	-23:37:26.302	-41:22:36.404
11	-23:37:26.307	-41:15:06.407
12	-23:39:56.308	-41:15:06.409
13	-23:39:56.310	-41:11:21.411
14	-23:44:56.310	-41:11:21.415
15	-23:44:56.313	-41:07:36.416
16	-23:48:50.691	-41:07:36.417
17	-23:49:00.188	-40:56:21.425
18	-23:39:56.320	-40:56:21.417
19	-23:39:56.326	-40:48:51.420
20	-23:29:56.325	-40:48:51.412

(continua)

Quadro II.2.1-1 - (conclusão)

VÉRTICE	LATITUDE	LONGITUDE
21	-23:29:56.323	-40:52:36.411
22	-23:27:26.322	-40:52:36.409
23	-23:27:26.320	-40:56:21.407
24	-23:22:26.320	-40:56:21.403
25	-23:22:26.317	-41:00:06.401
26	-23:19:56.317	-41:00:06.399
27	-23:19:56.315	-41:03:51.398
28	-23:22:26.315	-41:03:51.400
29	-23:22:26.311	-41:08:23.273

São apresentadas a seguir informações sobre a localização dos Campos que se pretende desenvolver no Bloco BC-20.

Campo de Papa-Terra

O Campo de Papa-Terra está situado em cotas batimétricas variando entre 400 e 1600 m, a cerca de 103 km da cidade de Arraial do Cabo, no litoral do Estado do Rio de Janeiro.

A localização e os limites do *ring fence* do Campo são apresentados no mapa de localização, Anexo II.2-1.

O Quadro II.2.1-2 apresenta as coordenadas da área concedida pela ANP para o *ring fence* da Concessão de Papa-Terra, de 182,786 km² de área corrigida.

Quadro II.2.1-2 - Coordenadas geográficas do ring fence do Campo de Papa-Terra. (Datum = SAD-69; MC = 54).

VÉRTICE	LATITUDE	LONGITUDE
1	23:28:07.500	41°08:16.875
2	23:31:43.125	41:08:16.875
3	23:31:43.125	41:08:54.375
4	23:32:30.000	41:08:54.375
5	23:32:30.000	41:09:13.125
6	23:34:22.500	41:09:13.125

(continua)

Quadro II.2.1-2 - (conclusão)

VÉRTICE	LATITUDE	LONGITUDE
7	23:34:22.500	41:08:35.625
8	23:35:00.000	41:08:35.625
9	23:35:00.000	41:04:13.125
10	23:33:16.875	41:04:13.125
11	23:33:16.875	40:59:31.875
12	23:32:39.375	40:59:31.875
13	23:32:39.375	40:58:35.625
14	23:28:54.375	40:58:35.625
15	23:28:54.375	40:59:22.500
16	23:28:07.500	40:59:22.500

Campo de Maromba

O Campo de Maromba está localizado a cerca de 83 km da cidade de Arraial do Cabo, no litoral do Estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água variando entre 150 e 750 m.

A localização e os limites do *ring fence* do Campo são apresentados no mapa de localização, Anexo II.2-1, conforme Quadro II.2.1-3.

No Quadro II.2.1-3 são apresentadas as coordenadas da área concedida pela ANP para o *ring fence* da Concessão de Maromba, sendo 382,881 km² de área plana e 375,037 km² de área corrigida.

Quadro II.2.1-3 - Coordenadas geográficas do ring fence do Campo de Maromba. (Datum = SAD-69; MC = 54).

VÉRTICE	LATITUDE	LONGITUDE
1	-23:22:30.000	-41:11:24.375
2	-23:22:30.000	-41:08:16.875
3	-23:28:07.500	-41:08:16.875
4	-23:28:07.500	-41:08:26.250
5	-23:31:15.000	-41:08:26.250
6	-23:31:15.000	-41:09:03.750
7	-23:32:11.250	-41:09:03.750
8	-23:32:11.250	-41:09:22.500

(continua)

Quadro II.2.1-3 - (conclusão)

VÉRTICE	LATITUDE	LONGITUDE
9	-23:32:58.125	-41:09:22.500
10	-23:32:58.125	-41:12:11.250
11	-23:33:54.375	-41:12:11.250
12	-23:33:54.375	-41:22:30.000
13	-23:27:30.000	-41:22:30.000
14	-23:27:30.000	-41:18:45.000
15	-23:25:00.000	-41:18:45.000
16	-23:25:00.000	-41:11:24.375
17	-23:22:30.000	-41:11:24.375

II.2.1.C - Localização das Unidades de Produção

II.2.1.C.1 - Campo de Papa-Terra

A concepção de produção proposta para exploração do Campo de Papa-Terra prevê a instalação de uma plataforma do tipo TLWP (*Tension Leg Wellhead Platform*) e um FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*).

A TLWP será fixada por meio de tendões e o FPSO será ancorado. A distância entre as duas unidades será de aproximadamente 350 metros.

As coordenadas e as lâminas d'água previstas para instalação dessas unidades são apresentadas no Quadro II.2.1-4.

Quadro II.2.1-4 - Localização prevista para as unidades de produção de Papa-Terra.

	TLWP (P-61)	FPSO (P-63)
Localização aproximada (Lat / Long) Datum SAD 69	23:30:55.93 S/ 41:03:39.21°W	23:30:48.72 S/ 41:03:51.40°W
Lâmina d'água	1.185 m	1.165 m

A localização das unidades de produção está indicada no Mapa do Anexo II.2-2.

II.2.1.C.2 - Campo de Maromba

Para o desenvolvimento do sistema definitivo de produção e escoamento no Campo de Maromba – Módulo 1 – e para o Teste de Longa Duração (TLD) está prevista a utilização de uma unidade de produção do tipo FPSO, que será ancorada em lâmina d'água de aproximadamente 150 m, com localização prevista conforme apresentado no Quadro II.2.1-5.

Quadro II.2.1-5 - Localização prevista para a unidade do sistema definitivo de produção e escoamento do Campo de Maromba (Módulo 1) e do Teste de Longa Duração.

	FPSO
Localização aproximada (Lat / Long) Datum SAD 69	23:28:09.26°S / 41:14:28.84°W
Lâmina d'água	150 m

A localização desta unidade de produção está indicada no Mapa do Anexo II.2-2.

II.2.1.D - Informações dos Poços

Campo de Papa Terra

Para o desenvolvimento do campo de Papa-Terra é prevista a interligação de:

- ★ 13 poços produtores de óleo na unidade P-61.
- ★ 06 poços produtores de óleo, 10 poços injetores de água e 1 poço injetor de gás na unidade P-63.

Os poços a serem interligados na P-61 são de completação seca, equipados com Árvore de Natal Seca Horizontal (ANSH). A P-61 contará ainda com método de elevação artificial para todos os poços, utilizando Bombeio Centrífugo Submerso (BCS).

Os 06 poços produtores de óleo a serem interligados na P-63 são do tipo satélite, equipados com árvore de natal molhada do tipo horizontal (ANMH), e utilizarão como método de elevação artificial o Bombeio Centrífugo Submerso Submarino (BCSS) e sistema de elevação por gás lift (contingência), em caso de falha do sistema de bombeio. Os poços injetores de água e gás serão equipados com árvore de natal molhada do tipo convencional (ANMC).

São apresentadas nos Quadros II.2.1-6 a II.2.1-8 as informações sobre os poços que serão interligados nas unidades P-61 e P-63.

Cabe ressaltar que todas as perfurações se darão no âmbito da Licença de Operação n° 782/2008, que autoriza a atividade de perfuração e completação de poços na Bacia de Campos.

Quadro II.2.1-6 - Identificação dos poços produtores de completção seca a serem interligados na unidade P-61.

	P01	P02	P06	P08	P09
Coordenadas UTM da cabeça do poço (SAD 69) (X/Y)	289577/7397907m	289580/7397896m	289591/7397898m	289565/7397895m	289559/7397879m
Lâmina d'água	1185m	1185m	1185m	1185m	1185m
Diâmetro da fase 1	36"	36"	36"	36"	36"
Profundidade final medida da fase 1	1287m	1287m	1287m	1287m	1287m
Inclinação final da fase 1	0°	0°	0°	0°	0°
Diâmetro da fase 2	20"	20"	20"	20"	20"
Profundidade final medida da fase 2	1801m	1801m	1801m	1801m	1801m
Inclinação ao final da fase 2	5°	5°	5°	5°	5°
Diâmetro da fase 3	14"	14"	14"	14"	14"
Profundidade final medida da fase 3	3000m	3184m	3077m	3075m	3191m
Inclinação ao final da fase 3	61°	73°	72°	68°	66°
Diâmetro da fase 4 - Piloto	14 ¾"	Não aplicável	14 ¾"	Não aplicável	14 ¾"
Profundidade final medida da fase 4 – Piloto	4023m	Não aplicável	4969m	Não aplicável	4975m
Inclinação ao final da fase 4 - Piloto	71°	Não aplicável	51°	Não aplicável	52,5°
Diâmetro da fase 4 - Partilhado	10 ¾"	10 ¾"	10 ¾"	10 ¾"	10 ¾"
Profundidade final medida da fase 4 – Partilhado	3921m	4512m	4496m	4265m	4302m
Inclinação ao final da fase 4 – Partilhado	87°	86°	88°	88°	82°
Diâmetro da fase 5	6 5/8"	6 5/8"	6 5/8"	6 5/8"	6 5/8"
Profundidade final medida da fase 5	4662m	5514m	5543m	5226m	5127m
Inclinação ao final da fase 5	88°	87°	88°	88°	88°
Surgente para a UEP	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Método de elevação artificial	BCS	BCS	BCS	BCS	BCS
Método de elevação artificial de contingência	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável

(continua)

Quadro II.2.1-6 - (continuação)

	P10	P11	P12	P13	P15
Coordenadas UTM da cabeça do poço (SAD-69) (X/Y)	289566/7397874m	289570/7397881m	289580/7397876m	289573/7397870m	289561/7397887m
Lâmina d'água	1185m	1185m	1185m	1185m	1185m
Diâmetro da fase 1	36"	36"	36"	36"	36"
Profundidade final medida da fase 1	1287m	1287m	1287m	1287m	1287m
Inclinação final da fase 1	0°	0°	0°	0°	0°
Diâmetro da fase 2	20"	20"	20"	20"	20"
Profundidade final medida da fase 2	1801m	1801m	1801m	1801m	1801m
Inclinação ao final da fase 2	5°	5°	5°	5°	5°
Diâmetro da fase 3	14"	14"	14"	14"	14"
Profundidade final medida da fase 3	2752m	2964m	2751m	3029m	3213m
Inclinação ao final da fase 3	48°	57°	49°	53°	75°
Diâmetro da fase 4 - Piloto	Não aplicável	14 ¾"	14 ¾"	Não aplicável	Não aplicável
Profundidade final medida da fase 4 – Piloto	Não aplicável	4323m	3871m	Não aplicável	Não aplicável
Inclinação ao final da fase 4 - Piloto	Não aplicável	44°	50°	Não aplicável	Não aplicável
Diâmetro da fase 4 - Partilhado	10 ¾"	10 ¾"	10 ¾"	10 ¾"	10 ¾"
Profundidade final medida da fase 4 – Partilhado	3753m	3780m	3764m	4109m	4805m
Inclinação ao final da fase 4 – Partilhado	88°	88°	90°	90°	86°
Diâmetro da fase 5	6 5/8"	6 5/8"	6 5/8"	6 5/8"	6 5/8"
Profundidade final medida da fase 5	4464m	4882m	4434m	5109m	5787m
Inclinação ao final da fase 5	89°	88°	90°	90°	86°
Surgente para a UEP	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Método de elevação artificial	BCS	BCS	BCS	BCS	BCS
Método de elevação artificial de contingência	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável

(continua)

Quadro II.2.1-6 - (conclusão)

	P16	P19	P26
Coordenadas UTM da cabeça do poço (SAD-69) (X/Y)	289585,56/7397882,88m	289584,65/7397904,08m	289589,44/7397890,54m
Lâmina d'água	1185m	1185m	1185m
Diâmetro da fase 1	36"	36"	36"
Profundidade final medida da fase 1	1287m	1287m	1287m
Inclinação final da fase 1	0°	0°	0°
Diâmetro da fase 2	20"	20"	20"
Profundidade final medida da fase 2	1801m	1801m	1801m
Inclinação ao final da fase 2	5°	5°	5°
Diâmetro da fase 3	14"	14"	14"
Profundidade final medida da fase 3	3084m	2926m	3394m
Inclinação ao final da fase 3	76°	47°	75°
Diâmetro da fase 4 - Piloto	Não aplicável	14 ¾"	14 ¾"
Profundidade final medida da fase 4 – Piloto	Não aplicável	4090m	5725m
Inclinação ao final da fase 4 - Piloto	Não aplicável	61°	58°
Diâmetro da fase 4 - Partilhado	10 ¾"	10 ¾"	10 ¾"
Profundidade final medida da fase 4 – Partilhado	5624m	3767m	5432m
Inclinação ao final da fase 4 – Partilhado	90°	88°	90°
Diâmetro da fase 5	6 5/8"	6 5/8"	6 5/8"
Profundidade final medida da fase 5	6471m	4762m	6310m
Inclinação ao final da fase 5	90°	87,5°	90°
Surgente para a UEP	Sim	Sim	Sim
Método de elevação artificial	BCS	BCS	BCS
Método de elevação artificial de contigência	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável

Quadro II.2.1-7 - Identificação dos poços produtores satélites (P) e poços injetores de água (I) a serem interligados na unidade P-63.

	P01A	P03	P04	P05	P07	P14
Coordenadas UTM da cabeça do poço (SAD-69) (X/Y)	286573/7399272m	286360/7397385m	287552/7396170m	286938/7396908m	287688/7396289m	286560/7397246m
Lâmina d'água	995m	1150m	1270m	1205m	1242m	1180m
Diâmetro da fase 1	30"	30"	30"	30"	30"	30"
Profundidade final medida da fase 1	1037m	1192m	1312m	1247m	1284m	1222m
Inclinação final da fase 1	0°	0°	0°	0°	0°	0°
Diâmetro da fase 2	20"	20"	20"	20"	20"	20"
Profundidade final medida da fase 2	1800m	1800m	1800m	1800m	1800m	1800m
Inclinação ao final da fase 2	0°	0°	0°	0°	0°	0°
Diâmetro da fase 3 Piloto	14 ¾"	14 ¾"	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	14 ¾"
Profundidade final medida da fase 3 Piloto	3440m	3552m	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	3589m
Inclinação ao final da fase 3 Piloto	69°	71°	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	71°
Diâmetro da fase 3 Partilhado	13 5/8 x 10 ¾"	13 5/8 x 10 ¾"	13 5/8 x 10 ¾"	13 5/8 x 10 ¾"	13 5/8 x 10 ¾"	13 5/8 x 10 ¾"
Profundidade final medida da fase 3 Partilhado	3241m	3362m	3447m	3350m	3386m	3336m
Inclinação ao final da fase 3 Partilhado	82°	90°	89°	90°	88°	85°
Diâmetro da fase 4	6 5/8"	6 5/8"	6 5/8"	6 5/8"	6 5/8"	6 5/8"
Profundidade final medida da fase 4	3853m	4426m	4535m	4431m	4453m	4164m
Inclinação ao final da fase 4	82°	90°	89°	90°	88°	85°
Surgente para a UEP	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Método de elevação artificial	BCSS	BCSS	BCSS	BCSS	BCSS	BCSS
Método de elevação artificial de contingência	Gás Lift	Gás Lift	Gás Lift	Gás Lift	Gás Lift	Gás Lift

(continua)

Quadro II.2.1-7 - (continuação)

	I01	I02	I03	I04	I04E
Coordenadas UTM da cabeça do poço (SAD-69) (X/Y)	286614/7393882m	286078/7394518m	287159/7394192m	286910/7397745m	286767/7399815m
Lâmina d'água	1145m	1100m	1187m	1148m	984m
Diâmetro da fase 1	30"	30"	30"	30"	30"
Profundidade final medida da fase 1	1187m	1142m	1229m	1190m	1026m
Inclinação final da fase 1	0°	0°	0°	0°	0°
Diâmetro da fase 2	13 $\frac{3}{8}$ "	13 $\frac{3}{8}$ "	13 $\frac{3}{8}$ "	13 $\frac{3}{8}$ "	13 $\frac{3}{8}$ "
Profundidade final medida da fase 2	2200m	2200m	2200m	2200m	2200m
Inclinação ao final da fase 2	0°	0°	0°	0°	0°
Diâmetro da fase 3 – Piloto	Não aplicável	12 $\frac{1}{4}$ "	Não aplicável	12 $\frac{1}{4}$ "	12 $\frac{1}{4}$ "
Profundidade final medida da fase 3 – Piloto	Não aplicável	3625m	Não aplicável	4088m	3738m
Inclinação ao final da fase 3 - Piloto	Não aplicável	43°	Não aplicável	57°	69°
Diâmetro da fase 3 – Partilhado	10 $\frac{3}{4}$ "	10 $\frac{3}{4}$ "	10 $\frac{3}{4}$ "	10 $\frac{3}{4}$ "	10 $\frac{3}{4}$ "
Profundidade final medida da fase 3 – Partilhado	3395m	3610m	3385m	3714m	3540m
Inclinação ao final da fase 3 – Partilhado	0°	90°	0°	87°	87°
Diâmetro da fase 4	Não aplicável	5 $\frac{1}{2}$ "	Não aplicável	5 $\frac{1}{2}$ "	5 $\frac{1}{2}$ "
Profundidade final medida da fase 4	Não aplicável	4435m	Não aplicável	4458m	4148m
Inclinação ao final da fase 4	Não aplicável	90°	Não aplicável	87°	87°
Surgente para a UEP	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Método de elevação artificial	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável

(continua)

Quadro II.2.1-7 (conclusão)

	I05	I06	I08	I13	I15
Coordenadas UTM da cabeça do poço (SAD-69) (X/Y)	290173/7395114m	288959/739496m	291392/7399112m	292498/7397396m	291361/7395623m
Lâmina d'água	1405m	1338m	1330m	1425m	1430m
Diâmetro da fase 1	30"	30"	30"	30"	30"
Profundidade final medida da fase 1	1447m	1380m	1372m	1467m	1472m
Inclinação final da fase 1	0°	0°	0°	0°	0°
Diâmetro da fase 2	13 3/8"	13 3/8"	13 3/8"	13 3/8"	13 3/8"
Profundidade final medida da fase 2	2200m	2200m	2200m	2200m	2200m
Inclinação ao final da fase 2	0°	0°	0°	0°	0°
Diâmetro da fase 3 – Piloto	Não aplicável	Não aplicável	12 1/4"	12 1/4"	12 1/4"
Profundidade final medida da fase 3 – Piloto	Não aplicável	Não aplicável	3813m	3922m	3873m
Inclinação ao final da fase 3 - Piloto	Não aplicável	Não aplicável	60°	44°	64°
Diâmetro da fase 3 – Partilhado	10 3/4"	10 3/4"	10 3/4"	10 3/4"	10 3/4"
Profundidade final medida da fase 3 – Partilhado	3452m	3575m	3421m	3589m	3585m
Inclinação ao final da fase 3 – Partilhado	77°	0°	80°	90°	90°
Diâmetro da fase 4	5 1/2"	Não aplicável	5 1/2"	5 1/2"	5 1/2"
Profundidade final medida da fase 4	3864m	Não aplicável	4080m	4465m	4419m
Inclinação ao final da fase 4	77°	Não aplicável	90°	90°	90°
Surgente para a UEP	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Método de elevação artificial	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável

Quadro II.2.1-8 - Identificação do poço satélite injetor de gás a ser interligado na unidade P-63.

	3-PPT-2D-RJS
Coordenadas UTM da cabeça do poço (SAD-69) (X/Y)	284119/7400266
Lâmina d'água	670m
Diâmetro da fase 1	36"
Profundidade final medida da fase 1	745m
Inclinação final da fase 1	0,37°
Diâmetro da fase 2	17 ½"
Profundidade final medida da fase 2	1744m
Inclinação ao final da fase 2	0,06°
Diâmetro da fase 3 – Piloto	12 ¼"
Profundidade final medida da fase 3 – Piloto	Não aplicável
Inclinação ao final da fase 3 - Piloto	Não aplicável
Diâmetro da fase 3 – Partilhado	Não aplicável
Profundidade final medida da fase 3 – Partilhado	3416m
Inclinação ao final da fase 3 – Partilhado	0,8°
Diâmetro da fase 4	8 ½"
Profundidade final medida da fase 4	4396m
Inclinação ao final da fase 4	3,75°
Surgente para a UEP	Não aplicável
Método de elevação artificial	Não aplicável

Campo de Maromba

Para o desenvolvimento do Módulo 1 do Campo de Maromba é prevista a interligação de 08 poços produtores e 01 poço injetor de gás na unidade de produção do tipo FPSO.

Para o desenvolvimento do TLD no Campo de Maromba é prevista a interligação de 01 poço produtor a este mesmo FPSO. As informações sobre este poço estão em fase de definição e serão apresentadas em estudos complementares.

São apresentadas nos Quadros II.2.1-9 e II.2.1-10 as informações sobre os poços que serão interligados na unidade do tipo FPSO.

Será usado como método de elevação artificial o Bombeio Centrífugo Submerso Submarino (BCSS) e o método de gás lift como contingência.

Cabe ressaltar que todas as perfurações se darão no âmbito da Licença de Operação nº 782/2008, que autoriza a atividade de perfuração e completação de poços na Bacia de Campos.

Quadro II.2.1-9 - Identificação dos poços produtores a serem interligados ao FPSO do Campo de Maromba.

	P1M	P2M	P3M	P4M	P5M
Coordenadas UTM da cabeça do poço (SAD-69) (X/Y)	274524/7402882m	271544/7400864m	272105/7402064m	272185/7401627m	270556/7400500m
Lâmina d'água	161m	161m	161m	161m	161m
Diâmetro da fase 1	30"	30"	30"	30"	30"
Profundidade final medida da fase 1	220m	220m	220m	220m	220m
Inclinação final da fase 1	0°	0°	0°	0°	0°
Diâmetro da fase 2	20"	20"	20"	20"	20"
Profundidade final medida da fase 2	800m	800m	800m	800m	800m
Inclinação ao final da fase 2	0°	0°	0°	0°	0°
Diâmetro da fase 3 – Piloto	13 5/8"	13 5/8"	13 5/8"	13 5/8"	13 5/8"
Profundidade final medida da fase 3 – Piloto	2230m	2230m	2230m	2230m	2230m
Inclinação ao final da fase 3 - Piloto	0°	0°	0°	0°	0°
Diâmetro da fase 4 – Piloto	12 1/4"	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	12 1/4"
Profundidade final medida da fase 4 – Piloto	3369m	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	3413m
Inclinação ao final da fase 4 – Piloto	63,73°	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	62,59°
Diâmetro da fase 4 - Partilhado	9 5/8"	9 5/8"	9 5/8"	9 5/8"	9 5/8"
Profundidade final medida da fase 4 - Partilhado	3244m	3133m	3213m	3207m	3252m
Inclinação ao final da fase 4 - Partilhado	90°	90°	90°	90°	90°
Diâmetro da fase 5	8 1/2"	8 1/2"	8 1/2"	8 1/2"	8 1/2"
Profundidade final medida da fase 5	4070m	4292m	4256m	4160m	4252m
Inclinação ao final da fase 5	90°	90°	90°	90°	90°
Surgente para a UEP	SIM	Sim	Sim	Sim	Sim
Método de elevação artificial principal	BCSS	BCSS	BCSS	BCSS	BCSS
Método de elevação artificial de contingência	Gas Lift	Gas Lift	Gas Lift	Gas Lift	Gas Lift

(continua)

Quadro II.2.1-9 - (conclusão)

	P6M	P7M	P8M
Coordenadas UTM da cabeça do poço (SAD-69) (X/Y)	274245/7403596m	272398/7401359m	271342/7400283m
Lâmina d'água	161m	161m	161m
Diâmetro da fase 1	30"	30"	30"
Profundidade final medida da fase 1	220m	220m	220m
Inclinação final da fase 1	0°	0°	0°
Diâmetro da fase 2	20"	20"	20"
Profundidade final medida da fase 2	800m	800m	800m
Inclinação ao final da fase 2	0°	0°	0°
Diâmetro da fase 3	13 5/8"	13 5/8"	13 5/8"
Profundidade final medida da fase 3	2230m	2230m	2230m
Inclinação ao final da fase 3	0°	0°	0°
Diâmetro da fase 4 – Piloto	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Profundidade final medida da fase 4 – Piloto	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Inclinação ao final da fase 4 – Piloto	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Diâmetro da fase 4 - Partilhado	9 5/8"	9 5/8"	9 5/8"
Profundidade final medida da fase 4 - Partilhado	3104m	3118m	3214m
Inclinação ao final da fase 4 - Partilhado	90°	90°	90°
Diâmetro da fase 5	8 1/2"	8 1/2"	8 1/2"
Profundidade final medida da fase 5	4229m	4138m	3768m
Inclinação ao final da fase 5	90°	90°	90°
Surgente para a UEP	SIM	SIM	SIM
Métodos de elevação artificial principal	BCSS	BCSS	BCSS
Métodos de elevação artificial de contingência	Gas Lift	Gas Lift	Gas Lift

Quadro II.2.1-10 - Identificação do poço injetor de gás a ser interligado ao FPSO do Campo de Maromba.

	4-RJS-644
Coordenadas UTM da cabeça do poço ((SAD-69) (X/Y)	259941/7398462m
Lâmina d'água	120m
Diâmetro da fase 1	30"
Profundidade final medida da fase 1	181m
Inclinação final da fase 1	0°
Diâmetro da fase 2	13 3/8"
Profundidade final medida da fase 2	1739m
Inclinação ao final da fase 2	0°
Diâmetro da fase 3	12 1/4"
Profundidade final medida da fase 3	3000m
Inclinação ao final da fase 3	0°
Surgente para a UEP	Não aplicável
Método de elevação artificial	Não aplicável

II.2.1.E - Contribuição da Atividade

Considerando os dados da produção nacional da Petrobras, realizada no mês de julho de 2010, ou seja, a produção média de 2.035.267 barris por dia, o pico de produção para as unidades a serem instaladas no Bloco BC-20 (Campos de Papa-Terra e Maromba), cuja previsão é da ordem de 36.046 m³/dia (226.699 barris por dia) de petróleo, representa 11,14% de todo o petróleo produzido no Brasil.

A Figura II.2.1-1 apresenta, na forma de histograma, os percentuais de produção para o mês de julho de 2010 das Unidades de Operações de E&P da Petrobras no Brasil, de forma a permitir comparação com os valores a serem produzidos durante o desenvolvimento dos Campos de Papa-Terra e Maromba (Módulo 1 e TLD).

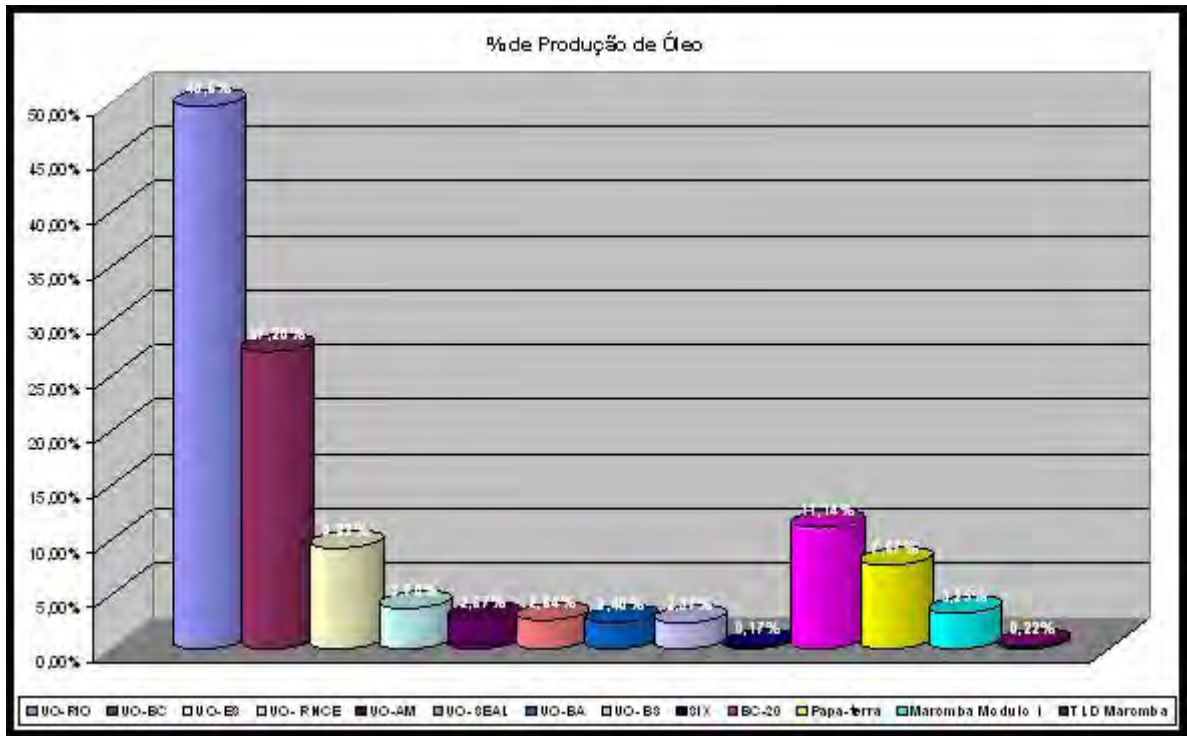


Figura II.2.1-1 - Produção para os Campos de Papa-Terra e Maromba.

Onde UO-RIO: Unidade de Operações de Exploração e Produção do Rio de Janeiro, UO-BC: Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Campos; UO-ES: Unidade de Operações de Exploração e Produção do Espírito Santo, UO-RNCE: Unidade de Operações de Exploração e Produção do Rio Grande do Norte e Ceará, UO-AM: Unidade de Operações de Exploração e Produção da Amazônia; UO-SEAL: Unidade de Operações de Exploração e Produção de Sergipe e Alagoas; UO-BA: Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bahia; UO-BR: Unidade de Operações da Bacia de Santos; SIX: Unidade de Operações da Industrialização do Xisto.

Deve-se ressaltar que os cálculos supra-apresentados correspondem ao momento considerado e estão fundamentados nos conhecimentos atuais dos reservatórios. Assim sendo, a projeção deste cálculo para todo o período de operação das unidades poderá não corresponder à realidade, visto que atualmente não é possível fazer projeções confiáveis a respeito da evolução da produção nacional e de quanto a produção dos Campos representará, em termos percentuais, em relação à produção comercial de petróleo no Brasil ao longo das duas próximas décadas, uma vez que a entrada de novas empresas no cenário petrolífero nacional deverá trazer incrementos significativos na produção, notadamente nos projetos de parceria da Petrobras com diversas outras empresas privadas.

II.2.1.F - Cronograma Preliminar da Atividade

São apresentados nos Quadros II.2.1-11 e II.2.1-12 os cronogramas preliminares do desenvolvimento da produção nos Campos de Papa-Terra e Maromba (Módulo 1 e TLD), sendo contempladas as etapas de instalação, operação e desativação dos empreendimentos. Salientamos que tais informações podem sofrer alterações por se tratarem de previsões de longo prazo e pela dinâmica, característica das atividades *offshore*. Neste caso, tais ajustes de cronograma deverão ser informados ao CGPEG/IBAMA.

Quadro II.2.1-11 - Cronograma preliminar do desenvolvimento do Campo de Papa-Terra.

PROJETO PAPA-TERRA	2012				2013				2014				2015				2016				2017				2018																						
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N
Instalação dos Pontos Fixos de Ancoragem da P63 e TAD																																															
Ancoragem da P61 (TLWP)																																															
Ancoragem do P63 (FPSO)																																															
Interligação das Linhas do Poço P5																																															
Atividade de Produção																																															
Interligação das Linhas dos outros poços																																															
PROJETO PAPA-TERRA	2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2027		2029		2030		2031				2032				2033														
Atividade de Produção																																															
Desativação da P61 (TLWP) e P63 (FPSO)																																															

Quadro II.2.1-12 - Cronograma preliminar do desenvolvimento do Campo de Maromba.

PROJETO MAROMBA	2014				2015				2016				2017				2018				2019																										
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N
Ancoragem do FPSO																																															
Interligação das Linhas do Poço P1																																															
Atividade de Produção																																															
Interligação das Linhas dos outros poços																																															
PROJETO MAROMBA	2020				2021				2022				2023				2024				2025																										
Atividade de Produção																																															
Desativação do FPSO																																															

II.2.2 - Histórico

II.2.2.A - Histórico das atividades petrolíferas

Campo de Papa-Terra

O Campo de Papa Terra foi descoberto em junho de 2003 com a perfuração do poço 1-BRSA-218-RJS (4-RJS-610), em lâmina d'água de 1.208 metros. O poço atingiu reservatórios da Formação Carapebus. Sua profundidade final foi de 3.327 m, atingindo folhelhos da mesma formação.

Para aumentar o grau de conhecimento sobre as características e a distribuição do reservatório, foram perfurados outros cinco poços de extensão: 3-RJS-618, 3-RJS-630, 3-RJS-631, 4-RJS-632 e 3-RJS-641DP. O poço 1-RJS-529D, pertencente ao *ring fence* do Campo, entretanto, foi perfurado antes do BID 0 (ANP).

O primeiro poço perfurado no período do Plano de Avaliação foi o 3-RJS-618. Tentava-se provar a continuidade dos reservatórios de Idade Maastrichtiano e Campaniano com óleo em trapa estratigráfica. Situado a 2,95 km a W/SW do poço 4-RJS-610, o 3-RJS-618 atingiu o Maastrichtiano a -3.020 m (3.045 m) e o Campaniano a -3.138 m (3.163 m). O contato óleo/água (O/A) foi confirmado a -3.168 m, nos reservatórios Campanianos. Ainda neste poço foi possível constatar a ocorrência de acumulação de óleo nos reservatórios do Eoceno, que foram atravessados com um intervalo de dois metros (-2.995 a -2.997 m). Com a finalidade de obter parâmetros petrofísicos e de produtividade nos reservatórios areníticos Maastrichtianos (-3.020 a -3.117 m, com *net pay* de 78 m), foi feito neste poço de extensão um teste de formação a poço revestido, o qual confirmou a presença de óleo de 14,9° API e demonstrou que o reservatório possui excelente permeabilidade (1900 mD em média) e boas perspectivas de produtividade ($IP=10 \text{ m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$).

O segundo poço perfurado foi o 3-RJS-630, poço de extensão situado a cerca de 6,27 km a SW do poço 4-RJS-610, cujo objetivo era testar as fracas anomalias de amplitude sísmica e analisar se haveria correspondência com ocorrência de reservatório e hidrocarboneto, já que toda esta feição estava acima do contato

O/A encontrado (-3.168 m). Outro objetivo deste poço foi testar o modelo de velocidade utilizado na conversão para profundidade, visto que este modelo tem impacto direto nos volumes de óleo a serem estimados e calculados para a acumulação. Este poço não obteve o sucesso esperado, o que forçou a proposição de uma perfuração desviada do mesmo em busca das melhores amplitudes. Após esta última perfuração, notou-se que nesta porção da acumulação as fracas amplitudes estão relacionadas a ocorrência de reservatórios de baixa qualidade e muito intercalados, porém com hidrocarboneto, visto que estes reservatórios estavam impregnados de indícios.

O terceiro poço perfurado, o 3-RJS-631, situado a E/NE do 4-RJS-610 (4,015 km de distância), foi um poço de extensão com considerável risco exploratório. Este foi locado em bloco baixo da falha, onde se interpretava inicialmente a possibilidade de contato diferenciado em relação ao bloco central da acumulação, onde se encontra o poço 4-RJS-610. O poço foi um sucesso completo, descobrindo um novo contato O/A (-3.224 m) para esta porção da acumulação. Esta foi a primeira vez que se encontrou contato O/A nos reservatórios do Maastrichtiano. Outro aspecto positivo desta perfuração foi ter encontrado uma acumulação de óleo nos reservatórios do Eoceno, no intervalo entre 3.014 e 3.044 m, sem indicação de contato.

Devido aos resultados do poço 3-RJS-618, onde foi encontrada acumulação com dois metros de óleo no Eoceno, foi perfurado o quarto poço na área, o 4-RJS-632. Este último tinha como principais objetivos a extensão da acumulação dos reservatórios do Eoceno para NE e investigar uma notável amplitude negativa, de idade Cretáceo Superior, acima de rochas vulcânicas. Os resultados desta perfuração foram totalmente satisfatórios, pois foram encontrados dois intervalos portadores de óleo no Eoceno (3.004 a 3.035 m e 3.114 a 3.122 m) e um nos reservatórios do Cretáceo Superior (3.156 a 3.168 m) acima das vulcânicas. Estes reservatórios do Cretáceo encontraram-se bastante intercalados, diferentemente dos do Eoceno, que mostraram porosidades em torno de 30% e permeabilidades efetivas de 1220 mD. Devido a este resultado, realizou-se no intervalo superior do Eoceno o segundo teste de formação a poço revestido neste Plano de Avaliação. O intervalo foi testado e apresentou os seguintes resultados: óleo de 16,4^oAPI, RGO de 42 m³/m³, com índice de

produtividade de $5,3 \text{ m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$, não danificado e pressão estática inicial do reservatório estimada em torno de $306,4 \text{ kgf}/\text{cm}^2$ (a -2.879 m de cota).

O último poço perfurado nesta acumulação, antes de finalizar o Plano de Avaliação e de Declaração da Comercialidade da área, foi o 3-RJS-641DP. Situado a W do poço 3-RJS-630, a perfuração deste direcional partilhado buscava principalmente determinar a continuidade da acumulação para W/SW, onde as amplitudes mostravam-se negativamente mais fortes. Este poço atravessou o reservatório do Maastrichtiano/Campaniano com óleo, mas com pequeno *net pay* em arenitos interlaminares. O Quadro II.2.2-1 apresenta os dados dos poços perfurados em Papa-Terra (Fonte: SIGEO em 22/04/2008).

Em dezembro de 2005 foi declarada a comercialidade da descoberta e em março de 2009 foi protocolada, junto à ANP, a revisão do Plano de Desenvolvimento do Campo.

Quadro II.2.2-1 - Dados dos poços perfurados durante o plano de avaliação do Campo de Papa-Terra.

POÇOS	HISTÓRICO DE PERFURAÇÃO DOS POÇOS DE PAPA-TERRA			
	Início	Término	Duração	Lâmina d'água
1-RJS-529D	21/07/1998	14/08/1998	24 dias	1226 m
4-RJS-610	30/05/2003	10/06/2003	11 dias	1208 m
3-RJS-618	18/12/2004	07/01/2005	20 dias	1180 m
3-RJS-630	26/10/2005	12/11/2005	17 dias	1046 m
3-RJS-631	31/10/2005	11/11/2005	11 dias	1420 m
4-RJS-632	29/10/2005	13/11/2005	15 dias	875 m
3-RJS-641	22/11/2005	01/12/2005	09 dias	1045 m

Além das perfurações citadas foram também realizados dois testes de formação a poço revestido (TFR) nos poços do Cretáceo, poços 1-RJS-529D e 3-RJS-618. Foi realizado ainda 01 teste nos reservatórios do Eoceno através do poço 4-RJS-632.

O poço de extensão 3-PPT-2D foi perfurado em junho de 2009 visando incorporar volume de óleo novo aos reservatórios já conhecidos do Eoceno Médio e Inferior que ocorrem no 4-BRSA-380 (4-RJS-632), com caráter exploratório em

objetivos do Cretáceo Superior até os bioacumulados da seção Jiquiá na Formação Lagoa Feia. Infelizmente o poço se mostrou portador de água.

A Figura II.2.2-1 mostra a posição dos poços perfurados nos reservatórios do Campo de Papa-Terra.

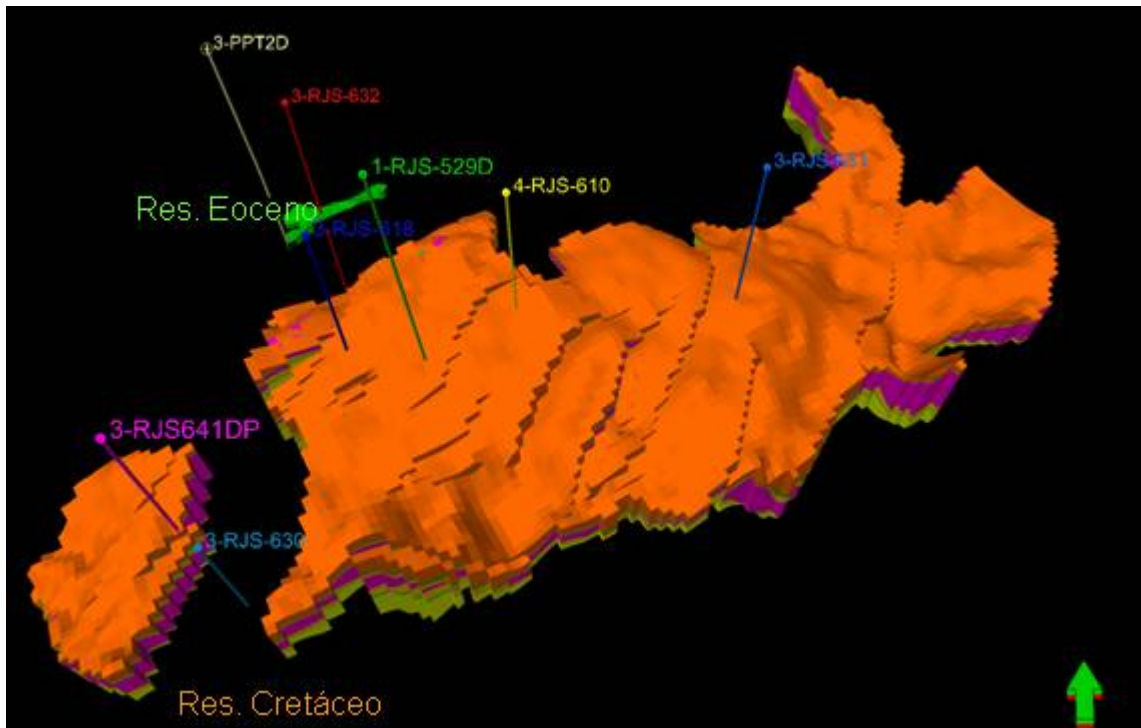


Figura II.2.2-1 - Poços perfurados no Campo de Papa-Terra.

Campo de Maromba

O Campo de Maromba foi descoberto em junho de 2003 com a perfuração do poço 1-BRSA-216-RJS (1-RJS-609) em lâmina d'água de 161 m. Situado no antigo bloco exploratório BC-20 do BID Zero, o poço atingiu o reservatório turbidítico de idade Eoceno Médio com óleo 13º API e o reservatório turbidítico de idade Maastrichtiano com óleo de 16º API. Adicionalmente, foi identificado o reservatório de idade Campaniano com água. Cabe ressaltar que, antes da perfuração dos poços do BID 0, foram perfurados os poços 1-RJS-125, 1-RJS-166 e 1-RJS-433. O poço 1-RJS-125 data da década de 80 e atravessou os seguintes reservatórios: Eoceno Médio, Maastrichtiano e Albiano (carbonatos) com ocorrência de óleo. O poço 1-RJS-433 confirmou a ocorrência de óleo nos

reservatórios Maastrichtiano e Albiano (carbonatos). O poço 1-RJS-166 não atravessou nenhum dos reservatórios anteriormente descritos.

Na sequência foi perfurado o poço 3-BRSA-234-RJS (1-RJS-613), onde foi constatado o reservatório do Maastrichtiano / Campaniano. A avaliação dos perfis também confirmou a presença de hidrocarbonetos nos carbonatos Albianos da Gr. Macaé / Fm. Quissamã, não sendo observada a presença de contato óleo / água. Posteriormente, foram perfurados os demais poços: 3-BRSA-255-RJS (3-RJS-614), 3-BRSA-417-RJS (3-RJS-637), 3-BRSA-419-RJS (3-RJS-619) e 4-BRSA-427-RJS (4-RJS-644).

Com a perfuração do poço de extensão 3-BRSA-255-RJS (3-RJS-614) pretendia-se investigar a extensão dos reservatórios carbonáticos do Albiano na direção SW. A avaliação dos perfis indicou a presença de zona de interesse nos carbonatos da Fm. Macaé / Mb. Quissamã, sem a indicação de contato óleo / água. A perfuração prosseguiu até a profundidade de 3918 m, dentro da Fm. Lagoa Feia, encontrando uma camada de calcarenito bioclástico (coquina) do Aptiano, com 5,5 m de espessura, saturada com óleo de 29° API.

Com base na acumulação de óleo nas coquinas, foi proposta e executada a perfuração do poço de extensão 3-BRSA-417-RJS (3-RJS-637). Secundariamente, arenitos do Eoceno médio e carbonatos do Albiano constituíam os outros objetivos deste poço. Os dolomitos da base Gr. Macaé / Mb. Búzios apresentaram-se saturados de óleo, sendo recuperado óleo de 20,32° API. E, finalmente, arenitos turbidíticos do Eoceno Inferior apresentaram-se portadores de hidrocarbonetos com óleo de 14,14° API.

Concomitante à perfuração do poço 3-BRSA-417-RJS (3-RJS-637), foi perfurada a localização 3-BRSA-419-RJS (3-RJS-619). A perfuração deste poço confirmou a ocorrência de óleo nos arenitos Maastrichtianos, tratando-se de reservatório com excelentes condições de porosidade e permeabilidade. No Eoceno médio / inferior ocorreram os arenitos com uma coluna de óleo de 16 m.

Finalmente, foi perfurado o poço pioneiro adjacente 4-BRSA-427-RJS (4-RJS-644), que testou, em trapa estratigráfica, os arenitos Maastrichtianos e, também, arenitos do Eoceno médio / inferior. Ambos objetivos mostraram reservatórios de excelente qualidade, porém sem zona de interesse para hidrocarbonetos, sendo portadores de água da formação.

As avaliações dos poços perfurados indicaram acumulações de hidrocarbonetos para os intervalos do Maastrichtiano, Eoceno Médio, Albiano e Aptiano como comerciais.

Em dezembro de 2006 foi declarada a comercialidade da descoberta e em fevereiro de 2009 foi protocolada, junto à ANP, a revisão do Plano de Desenvolvimento do Campo.

O Quadro II.2.2-2 apresenta informações sobre os poços perfurados e a Figura II.2.2-2 ilustra seu posicionamento no Campo de Maromba.

Quadro II.2.2-2 - Dados dos poços perfurados durante o plano de avaliação do Campo de Maromba.

POÇO	HISTÓRICO DE PERFURAÇÃO DOS POÇOS DE MAROMBA			
	Início	Término	Duração	Lâmina d'água
1-RJS-609	14/05/2003	01/06/2003	184 dias	161 m
3-RJS-613	10/08/2003	01/10/2003	53 dias	164 m
3-RJS-614	01/12/2003	26/12/2003	26 dias	152 m
3-RJS-619	04/05/2006	22/05/2006	19 dias	158 m
3-RJS-637	09/04/2006	22/05/2006	44 dias	130 m
4-RJS-644	14/06/2006	01/07/2006	18 dias	120 m
1-RJS-125 ^(*)	29/02/1980	01/05/1980	63 dias	168 m
1-RJS-166 ^(*)	02/07/1981	14/08/1981	44 dias	134 m
1-RJS-433 ^(*)	18/04/1992	10/07/1992	23 dias	448 m

(*) Poços perfurados antes do BID 0.

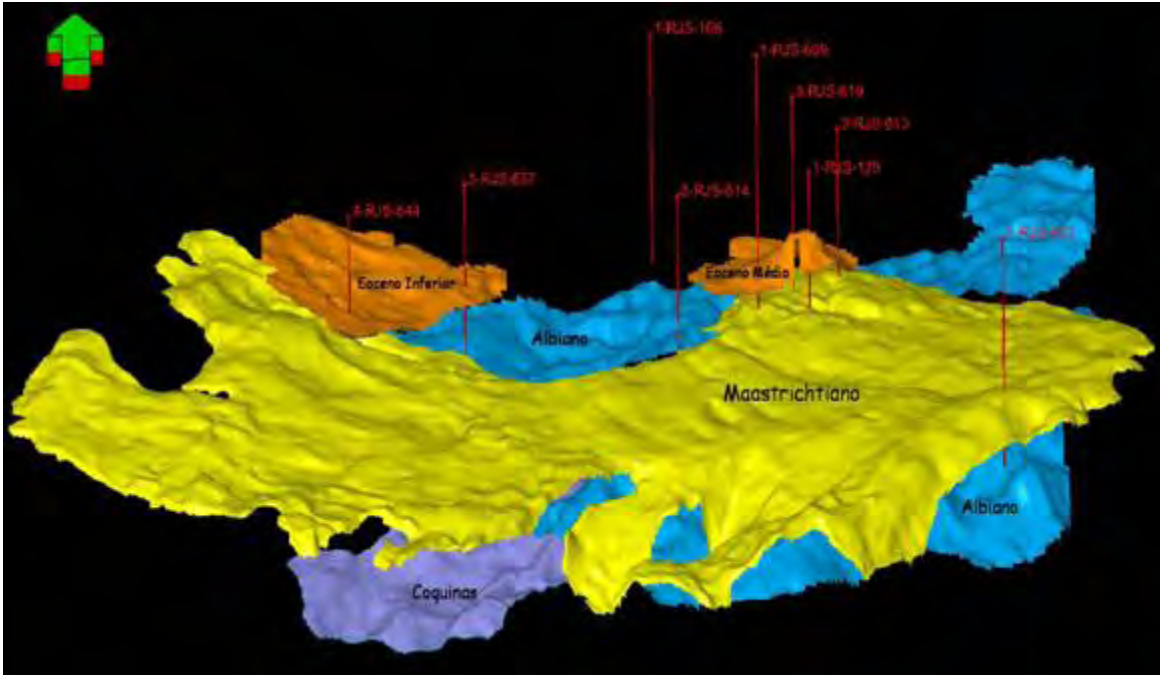


Figura II.2.2-2 - Poços perfurados no Campo de Maromba.

II.2.2.B - Relato sumário do Projeto

Campo de Papa-Terra

A proposta de desenvolvimento do sistema de produção do Campo de Papa-Terra nos Reservatórios Eoceno e Cretáceo, através de 06 poços produtores satélites interligados à P-63 e 13 poços produtores de completação seca interligados à P-61, foi idealizada para:

- ★ Conhecimento sobre a compartimentalização ou não das áreas;
- ★ Conhecimento sobre a atuação de aquífero;
- ★ Necessidade ou não de suporte de pressão por injeção;
- ★ Possível atuação de fraturas no fluxo;
- ★ Comportamento da planta de produção para o tipo de óleo da área;
- ★ Melhor caracterização de fluidos.

A P-61 será dimensionada e equipada para produzir óleo a partir de 13 (treze) poços de completação seca conectados individualmente à unidade, mais 02 (dois)

reserva. Todos os poços serão equipados com bombas centrífugas submarinas (BCS). O óleo será exportado para a P-63, distante 350 m da P-61, através de bombas multifásicas e sistema de linhas de transferência de fluidos (LTF). A unidade será assistida, no período inicial das atividades, por uma sonda de perfuração e completação do tipo *Tender Assisted Drilling* (TAD), a qual terá sua solicitação de anuência encaminhada posteriormente, quando da sua definição segundo aspectos técnicos. Ao término do período de operação assistida da TAD, a mesma será desmobilizada e encaminhada para outros empreendimentos onde sua utilização se faça necessária. Após desmobilização da TAD, as atividades de intervenção em poços (*workover*) será realizada por sonda dedicada, instalada na própria P-61. Esta sonda será devidamente licenciada para realização de tais atividades.

A P-61 será fixada através de 8 tendões de aço (2 por vértice). A ancoragem da P-63 será do tipo SMS (*Spread Mooring System*).

A P-63 será dimensionada e equipada para receber e tratar a produção de 06 poços de completação molhada (05 poços do reservatório Cretáceo e 01 do reservatório Eoceno) e toda a produção da P-61. Terá facilidades na planta de produção para processar e estabilizar óleo e separar água e gás natural. O óleo processado será medido, estocado nos tanques da unidade e posteriormente exportado para navios aliviadores. A água produzida receberá tratamento apropriado e será descartada dentro dos limites exigidos legalmente. O gás associado será comprimido, desidratado e usado como gás combustível e *gas lift*. O gás excedente será injetado em poço injetor de gás, para armazenamento.

O escoamento do óleo da P-63 será para um navio aliviador. A UEP contará ainda com uma entrada reserva para 02 poços produtores e 02 poços injetores.

É prevista a utilização de 10 poços injetores horizontais de completação molhada. A água do mar será captada, filtrada, desaerada e dessulfatada para injeção no reservatório.

A Figura II.2.2-3 ilustra o esquema de produção e transferência proposto para o Campo de Papa-Terra.

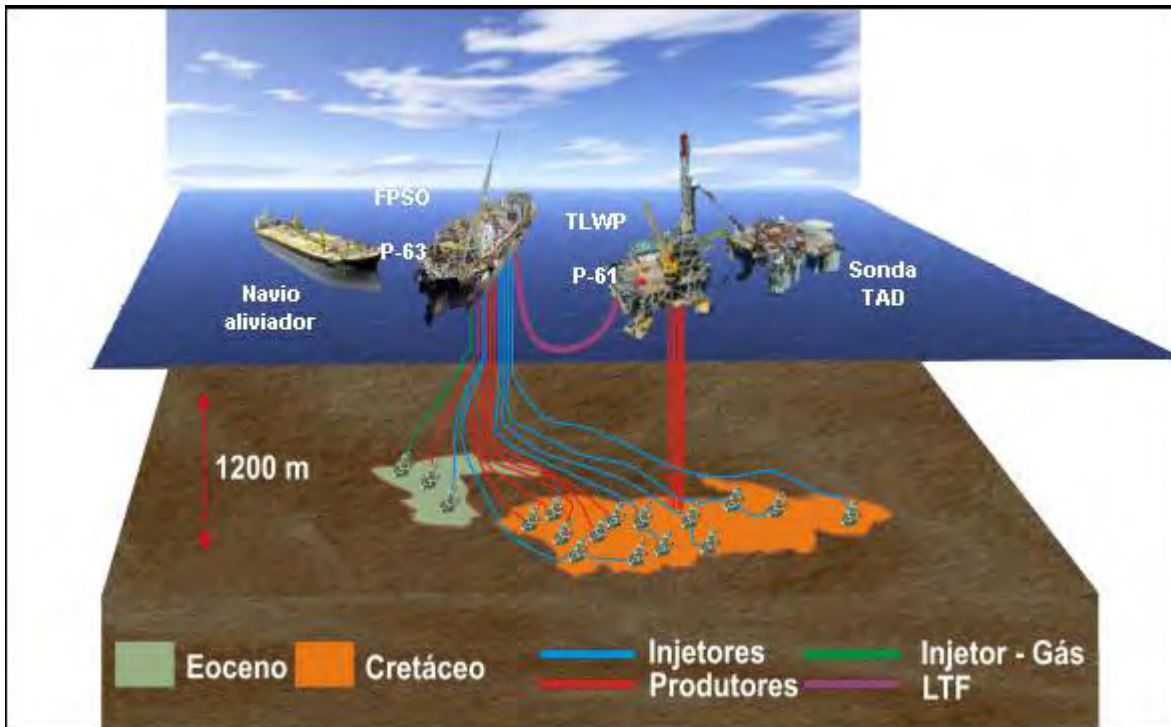


Figura II.2.2-3 - Esquema de produção e transferência proposto para Papa-Terra.

Para a interligação dos poços à P-61 e à P-63 serão utilizadas linhas de produção, controle e de serviço, além de cabo elétrico de alta potência para permitir a operação do sistema de BCS instalado nos poços.

Além da contratação das UEP serem conduzidas segundo rigorosos critérios técnicos e ambientais, o projeto de exploração da área do Campo de Papa-Terra considerou os aspectos operacionais relativos ao posicionamento dos poços, ao posicionamento das UEP e à escolha do traçado dos dutos, definidos em função das características dos reservatórios e considerando as informações disponíveis sobre a estabilidade do fundo marinho e o levantamento realizado com ROV para verificação da existência de comunidades biológicas nos locais de instalação de estruturas submarinas. Entretanto, considerando a necessidade de obtenção de informações complementares, visando garantir a segurança do empreendimento quanto a riscos geológicos e geotécnicos, ou mais especificamente, o risco de deslizamento de taludes submarinos nessa região, será realizado estudo detalhado de estabilidade de taludes através da avaliação geotécnica de estabilidade do leito marinho, conforme apresentado no item II.5.1.4.3. Caracterização Geotécnica.

Cabe ressaltar que o planejamento do projeto para o Campo considerou em vários aspectos as questões ambientais relacionadas à produção *offshore* de petróleo.

Campo de Maromba

A proposta do Módulo 1 de Maromba é explorar o reservatório Maastrichtiano através de 8 poços produtores e também realizar um Teste de Longa Duração (TLD) de produção no reservatório Albiano (Calcarenito), através de um poço produtor.

O Módulo 1 de produção foi idealizado para:

- ★ Conhecimento sobre a atuação de aquífero;
- ★ Necessidade ou não de suporte de pressão por injeção;
- ★ Possível atuação de fraturas no fluxo;
- ★ Comportamento da planta de produção para o tipo de óleo da área;
- ★ Melhor caracterização de fluidos.

O TLD foi idealizado para:

- ★ Avaliar o reservatório Albiano (Calcarenito);
- ★ Verificar o desempenho do poço horizontal;
- ★ Contribuir para desenvolvimento futuro de uma reserva de óleo extrapesado no Ativo de Produção do Polo Sul da UO-BC.

O escoamento do óleo do FPSO será para um navio aliviador e não haverá escoamento do gás, visto que todo o gás produzido será comprimido, desidratado e usado como gás combustível e gas lift. O gás excedente será injetado em poço injetor de gás, para armazenamento..Para a interligação dos 08 poços do reservatório Maastrichtiano e do poço do TLD do reservatório Albiano (Calcarenito) serão utilizadas linhas de produção, controle e de serviço, além de cabo elétrico de alta potência para permitir a operação da BCSS.

No ano de 2002 foi realizada uma aquisição sísmica na área dos poços do Campo de Maromba, sendo a mesma utilizada para definição da batimetria preliminar do solo submarino, onde será instalado o sistema submarino. Neste levantamento não foram encontrados obstáculos nem regiões morfologicamente acidentadas, bem como condições de solo adversas que impeçam a instalação dos dutos de coleta e de escoamento.

No ano de 2010 foi realizada nova aquisição sísmica na área e os dados adquiridos estão em fase de processamento.

Além da contratação da UEP ser conduzida segundo rigorosos critérios técnicos e ambientais, o projeto de exploração da área dos 8 poços do reservatório Maastrichtiano e do poço do TLD do reservatório Albiano (Calcarenito) considerou os aspectos operacionais relativos ao posicionamento dos poços, definido em função das características dos reservatórios e considerando a estabilidade do fundo marinho.

II.2.2.B.1 - Cuidados ambientais na fase de planejamento

A Petrobras tem como missão empresarial atuar de forma segura e rentável, com responsabilidade social e ambiental, nas atividades da indústria de óleo, gás e energia, fornecendo produtos e serviços adequados às necessidades dos seus clientes e contribuindo para o desenvolvimento do país. Seguindo essas premissas, o desenvolvimento dos Campos de Papa-Terra e Maromba utilizam estratégias operacionais que visam economicidade, segurança e conformidade com as legislações ambientais vigentes, de forma a otimizar a produção e preservar o meio ambiente.

A fase de planejamento considerou alguns cuidados ambientais que visam à manutenção da qualidade ambiental na área de influência do empreendimento, bem como a minimização dos impactos decorrentes das atividades a serem executadas, conforme descrito a seguir.

O sistema de gestão de segurança, meio ambiente e saúde da Companhia prevê o levantamento dos aspectos e impactos das atividades a serem desenvolvidas, que será aplicado, de modo contínuo, na melhoria das mesmas durante a execução do projeto. O foco principal da ação ambiental prevista para o

empreendimento em questão será a prevenção através de um programa de identificação e eliminação / minimização dos riscos ambientais provenientes de operações de carga, descarga, movimentação, limpeza, estocagem e embalagem de materiais, equipamentos e instalações, visando eliminar acidentes, conforme apresentado no item Gerenciamento de Riscos (Seção II.8 deste documento).

Os procedimentos necessários para o gerenciamento de todo e qualquer processo pela Petrobras são estabelecidos através de um sistema de padronização que controla diversos tipos de padrões (gerencial, de processo e de execução) em diversos níveis de abrangência. Como exemplo, destacam-se os padrões para o controle de vazamentos e a disposição final de resíduos, além de orientações básicas relativas a transporte, identificação, manuseio, embalagem e armazenamento destes últimos.

A operação das instalações será feita com base em procedimentos definidos, constantes de um Sistema Informatizado de Padronização de E&P (SINPEP), disponível em meio eletrônico. Da mesma forma, a inspeção das instalações e a sua manutenção serão desenvolvidas conforme programas e procedimentos. Para a composição desses procedimentos, desde a fase de planejamento até o início de operação do projeto, são realizadas diversas análises de riscos, cujas recomendações são incorporadas às especificações técnicas.

Os poços submarinos serão perfurados e equipados conforme padrões da Petrobras, desenvolvidos a partir de experiências de outros países e continuamente aperfeiçoados de modo a incorporar a experiência da empresa e as peculiaridades das operações nas condições brasileiras.

No planejamento destes projetos, além da busca pela otimização das condições de exploração dos reservatórios, foram consideradas, em vários aspectos, as questões ambientais relacionadas à produção *offshore* de petróleo. Para tanto, já na etapa de contratação das UEP a serem utilizadas nos empreendimentos, foi estipulado que as mesmas deverão apresentar as seguintes características mínimas e/ou elaborar os seguintes estudos:

- ★ Sistema de tratamento de efluentes;
- ★ Sistema de drenagem;
- ★ Sistema de tratamento de água produzida e de resfriamento;

- ★ Coleta seletiva de resíduos;
- ★ Certificados de segurança e saúde;
- ★ Análise de riscos, dentre outros.

Detalhes das referidas características serão descritos no decorrer deste Estudo.

Dentre os cuidados adotados no planejamento das diversas fases dos empreendimentos, destacam-se os referentes aos aspectos de segurança que, em última instância, visam evitar acidentes ambientais, conforme apresentado a seguir.

Escolha das Unidades de Produção

A escolha das unidades de produção para o desenvolvimento dos Campos baseia-se em critérios técnicos e parâmetros de segurança e proteção ambiental. Visando minimizar os impactos sobre as comunidades bióticas, as UEP serão providas de plantas de processamento otimizadas, capacitadas para tratamento da água produzida, além de serem capazes de utilizar o gás para geração interna de energia, reduzindo o uso de óleo diesel como combustível.

Na escolha das unidades de produção são consideradas as especificações técnicas de segurança para instalações marítimas de produção, desenvolvidas internamente pela Petrobras, que consolidam a experiência da empresa adquirida no segmento de “Exploração e Produção”, assim como a experiência do seu Centro de Pesquisa (CENPES) e demais orientações corporativas estabelecidas pela Companhia.

Escolha da localização das Unidades de Produção

Para a escolha da localização das unidades, foram considerados a estabilidade geológica local, um arranjo submarino com menor afastamento possível entre os poços e as unidades de coleta, a distância entre as unidades (no caso de Papa-Terra) e a lâmina d’água adequada para a instalação das unidades.

A locação das unidades deverá proporcionar maximização da produção, minimização do comprimento total das linhas submarinas e, conseqüentemente, menor nível de interferência no ecossistema local.

Na elaboração do arranjo submarino para os sistemas de produção propostos, os traçados e posições das unidades foram cuidadosamente estudados de forma a minimizar impactos decorrentes de condições ambientais desfavoráveis, comprimento dos dutos de coleta, bem como evitar pontos ambientalmente sensíveis (contorno em corais, entre outros).

O projeto de exploração da área dos poços irá considerar os aspectos operacionais relativos ao posicionamento dos poços, definido em função das características dos reservatórios e considerando a estabilidade do fundo marinho.

Escolha do traçado dos dutos

Para escolha do traçado dos dutos de coleta e injeção dos poços dos Campos de Papa-Terra e Maromba, foi realizado o estudo de *Geohazard* (Batimetria, Declividade e Faciologia).

Os projetos não preveem a instalação de dutos para exportação de óleo, devido à transferência ser realizada através de navios aliviadores.

Os projetos não preveem a instalação de dutos para exportação de gás, devido ao consumo total do mesmo como combustível ou injeção em poço injetor de gás.

Escolha das técnicas de instalação do duto

Visando mitigar os riscos de interação dos dutos a serem lançados, antes do início de qualquer instalação de dutos de fluxo de processo será feito um levantamento através de ROV (*Remote Operated Vehicle*) do trajeto onde serão lançados os dutos.

Adequação ao sistema de escoamento da produção

O sistema de escoamento da produção dos Campos de Papa-Terra e Maromba foi concebido de forma a utilizar os materiais adequados às condições físico-químicas do óleo, a fim de otimizar a produção e evitar danos à integridade do sistema, das pessoas envolvidas nas atividades e ao meio ambiente.

Contratação de serviços de terceiros devidamente licenciados

A Petrobras exige, por meio de contrato e com pena de sanções previstas no mesmo, que as empresas contratadas para as diversas fases do empreendimento mantenham válidos, durante todo o período dos serviços, as licenças e certificados de segurança, meio ambiente e saúde ocupacional obrigatórios, de acordo com a natureza da atividade contratada e legislação pertinente. A exigência também é válida para as empresas responsáveis pelo gerenciamento de resíduos, que deverão estar licenciadas pelo órgão ambiental competente.

As empresas contratadas devem ainda, dentre outras obrigações legais, cumprir e fazer cumprir as disposições legais e regulamentares sobre meio ambiente, segurança e medicina do trabalho.

De um modo em geral, as atividades a serem executadas deverão ser planejadas com antecedência necessária, devendo ser analisados e apresentados à Petrobras todos os aspectos e impactos de segurança, meio ambiente e saúde ocupacional pertinentes ao mesmo e à continuidade operacional, definindo as rotinas de execução e tomando as medidas de bloqueio necessárias, de forma a garantir suas execuções sem incidentes.

O contrato de afretamento das UEP prevê a obrigatoriedade de obtenção das certificações OSHAS 18001 (saúde e segurança), ISO 14001 (meio ambiente) e código ISM. Além disso, as UEP deverão obter as certificações SOLAS, MODU, MARPOL e Declaração de Conformidade da Marinha do Brasil.

II.2.2.B.2 - Contratação de serviços

Com relação à contratação de serviços de terceiros, faz parte dos contratos de construção e afretamento das unidades um anexo relativo às instruções de segurança, meio ambiente e saúde (SMS) que obriga o construtor / afretador e o operador da unidade a cumprirem integralmente os regulamentos e instruções de SMS da Petrobras, incluindo os requisitos legais.

II.2.2.B.3 - Sistema de tratamento de efluentes

Os efluentes sanitários gerados nas unidades, juntamente com os efluentes oriundos da cozinha, após passagem pela caixa de gordura, serão coletados em tanque específico e encaminhados para a Unidade de Tratamento de Esgoto (UTE).

II.2.2.B.4 - Sistema de drenagem

O projeto das unidades prevê a coleta de efluentes gerados através de sistemas de drenagem fechada e aberta. As unidades possuirão anteparas de contenção ao longo da borda de todo o convés. A drenagem aberta possuirá coleta de águas de áreas classificadas e não classificadas. O efluente será descartado ao mar somente com teores de óleo abaixo de 15 mg/L, conforme estabelecido pela Convenção Internacional para Prevenção da Poluição por Navios – MARPOL 73/78, emendas de 1984, consolidada em 1997.

II.2.2.B.5 - Sistema de tratamento de água de produção e de resfriamento

As plantas de processo serão dotadas de sistema de tratamento da água de produção, a qual será descartada somente quando o teor de óleos e graxas atenderem aos padrões vigentes na legislação. Para fins de controle operacional, o TOG também será monitorado continuamente com indicador visual na sala de controle. Haverá também um ponto de coleta de água para aferição diária do TOG em laboratório.

A água de resfriamento em sistema fechado é utilizada para resfriar alguns sistemas das UEP. A água de resfriamento deste sistema é refrigerada utilizando como fluido de refrigeração a água do mar captada. Após a remoção da carga térmica, a água é descartada ao mar sempre em temperaturas inferiores a 40°C. O controle da temperatura será monitorado continuamente através de instrumentos com indicação visual na sala de controle.

II.2.2.B.6 - Coleta seletiva de resíduos

Será implementado um sistema de gerenciamento de resíduos a bordo, primando pela segregação e acondicionamento adequado na unidade de resíduos sólidos perigosos e não perigosos, registro e transporte para terra dos resíduos. As empresas encarregadas pelo transporte e destino final dos resíduos serão devidamente licenciadas pelos órgãos ambientais competentes.

II.2.2.B.7 - Certificados de segurança e saúde

O contrato de afretamento das UEP prevê a obrigatoriedade de obtenção das certificações OSHAS 18001 (saúde e segurança), ISO 14001 (meio ambiente) e código ISM. Além disso, a UEP deverá obter as certificações SOLAS, MODU, MARPOL e Declaração de Conformidade da Marinha do Brasil.

II.2.2.B.8 - Análise de riscos

O projeto de construção das UEP será balizado em estudos de análise de riscos que tem como objetivo identificar cenários de riscos industriais, incluindo os riscos ao meio ambiente. Fazem parte desses estudos a análise histórica de acidentes, a análise preliminar de perigos (APP) e a análise de riscos operacionais (HAZOP).

II.2.3 - Justificativas

II.2.3.A - Aspectos técnicos

A especificação das plantas de tratamento da água de produção das unidades FPSO a serem utilizadas nos Campos de Papa-Terra e Maromba atende à Resolução CONAMA nº 393/2007, onde o descarte do efluente tratado se realizará com a média mensal do Teor de Óleo e Graxas (TOG) de no máximo 29 ppm (mg/L) e valor máximo diário de 42 ppm (mg/L).

As UEP dispõem de todos os recursos necessários à execução das atividades programadas, tanto em termos de sistema de produção como de segurança operacional, atendendo aos requisitos internacionais e aos padrões estabelecidos.

A instalação das unidades possibilita as seguintes vantagens:

- ★ A produção poderá ocorrer na máxima vazão da BCSS, método a ser utilizado na elevação artificial;
- ★ Não haverá descontinuidade de produção por falta de escoamento, já que as unidades do tipo FPSO possuirão condições plenas de armazenar o óleo produzido por período de 10 a 15 dias. Com isso, reduz-se ao mínimo o tráfego de navios aliviadores.

Campo de Papa-Terra

Dentre os aspectos que tecnicamente justificam a produção do Campo de Papa-Terra, destaca-se que este é um projeto estratégico que visa desenvolver o Polo Sul da Bacia de Campos com a instalação de uma TLWP (*Tension Leg Wellhead Platform*) e um FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*), objetivando a definição e implantação do projeto definitivo, bem como a utilização do conhecimento gerado no desenvolvimento de outras áreas do Polo Sul da Bacia de Campos.

Outra característica a ser destacada é a instalação da primeira unidade do tipo TLWP no Brasil, o que poderá ser utilizado como experiência para uso dessa tecnologia no país.

Campo de Maromba

Dentre os aspectos que tecnicamente justificam o sistema definitivo de produção e escoamento do Módulo 1 do Campo de Maromba, destaca-se que este é um projeto estratégico que visa à produção do reservatório Maastrichtiano. O Teste de Longa Duração (TLD) ocorrerá para coleta de informações referentes à produção do reservatório Albiano (Calcarenito), objetivando a definição e implantação do projeto definitivo para o reservatório Albiano (Calcarenito), bem como a utilização do conhecimento gerado no desenvolvimento de outras áreas do Campo de Maromba com óleo de características semelhantes.

II.2.3.B - Aspectos econômicos e sociais

A implantação deste empreendimento abrirá oportunidade para a indústria nacional compreendendo desde os fornecedores de materiais até o serviço de vários níveis e especialidades. Dessa forma, serão mantidos, e eventualmente gerados, empregos diretos e indiretos relacionados a esta atividade, resultando em impactos positivos para a coletividade e para o setor público.

Destaca-se que o aumento da produção de óleo e gás será acompanhado do aumento de arrecadação de impostos e taxas (ICMS, Royalties e Imposto de Renda) a serem arrecadados pelo Município, Estado e o Governo Federal, através da compra de produtos e serviços, além das receitas municipais que serão ampliadas através do recolhimento do ISS por parte das empresas prestadoras de serviço.

II.2.3.C - Aspectos ambientais

A execução das atividades de controle ambiental previstas neste documento, através dos Projetos Ambientais a serem implementados pela Petrobras para a

atividade a ser desenvolvida, proporcionará um ganho de conhecimento desta região oceânica.

A atividade irá contribuir, através da execução de estudos e projetos continuados, para um maior conhecimento da dinâmica nesta região. Além disto, as informações geradas por estes Projetos subsidiarão uma avaliação ambiental mais consolidada de atividades petrolíferas *offshore*.

Finalmente, deve-se ressaltar que um dos principais objetivos deste relatório é garantir o desenvolvimento sustentável de um projeto de produção de óleo extrapesado em águas oceânicas brasileiras, o que traz aspectos altamente positivos para diversos segmentos do país, tanto do ponto de vista socioeconômico quanto ambiental.

II.2.4 - Descrição das Atividades

II.2.4.A - Identificação das Unidades de Produção

Campo de Papa-Terra

As unidades estacionárias de produção (UEP) a serem utilizadas para o desenvolvimento dos Reservatórios Cretáceo e Eoceno, na Concessão de Papa-Terra, na Bacia de Campos, serão:

- ★ 1 (uma) UEP do tipo TLWP (*Tension Leg Wellhead Platform*), a ser denominada P-61;
- ★ 1 (uma) UEP do tipo FPSO (*Floating Production Storage Offloading*) a ser denominada P-63.

A unidade de produção P-61 deverá ser fabricada por construção nova para atender às necessidades de adequação às atividades do Campo de Papa-Terra.

A unidade de produção P-63 será fabricada a partir da conversão de um navio petroleiro em FPSO, considerando os requerimentos técnicos para adequação da planta de processo para as atividades do Campo.

Os Certificados Internacionais de Prevenção da Poluição por Hidrocarbonetos e por Efluentes Sanitários, tal como o Certificado de Conformidade da Marinha do Brasil, serão obtidos tão logo as unidades entrem em operação, sendo imediatamente encaminhados ao CGPEG/IBAMA.

Campo de Maromba

A unidade estacionária de produção (UEP) prevista para ser utilizada para o desenvolvimento do sistema definitivo de produção e escoamento dos Reservatórios Maastrichtiano e Albiano (Calcarenito) e do TLD no Reservatório Albiano (Calcarenito) no Campo de Maromba será do tipo FPSO. A unidade de produção que atenderá às necessidades das atividades do Campo será identificada posteriormente e comunicada ao CGPEG/IBAMA.

II.2.4.B - Descrição geral das Unidades de Produção e dos processos de produção

Campo de Papa-Terra

O sistema de produção proposto para desenvolvimento do Campo de Papa-Terra envolverá, além das Unidades Estacionárias de Produção (UEP) P-61 do tipo TLWP (*Tension Leg Wellhead Platform*) e P-63 do tipo FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*), um sistema submarino composto por linhas de fluxo (produção de óleo, serviço, cabo elétrico de potência e umbilicais de controle), estruturas submarinas (árvores de natal molhadas – ANM e conjuntos de poços de completação seca – *Clusters*) e bombas centrífugas (BCS e BCSS) instaladas na coluna de produção dos poços produtores, descritos em detalhes no item II.2.4.F deste estudo.

Os fluidos oriundos do reservatório (mistura de frações oleosas, gasosas e aquosas) escoam através do sistema submarino diretamente para as unidades de produção.

A P-61, ancorada numa lâmina d'água (LDA) de aproximadamente 1.185 m, estará interligada a uma malha de 13 poços de produção de completação seca,

equipados com Árvore de Natal Seca Horizontal – ANSH, cuja localização é na superfície da plataforma. Não possui planta de processo, apenas separadores de teste, sendo toda produção escoada por linhas de transferência de fluidos (LTF) em catenária até a P-63, onde então será realizado o seu processamento.

A P-63, ancorada numa lâmina d'água (LDA) de aproximadamente 1.165 m, estará interligada a uma malha de 17 poços equipados com Árvore de Natal Molhada (06 poços produtores de óleo, 10 poços injetores de água e 01 poço injetor de gás). O processamento primário da produção nesta unidade será capaz de realizar, basicamente, os processos citados a seguir, os quais se encontram descritos em detalhe ao longo deste item.

- ★ Separação do óleo, do gás e da água;
- ★ Tratamento dos hidrocarbonetos (óleo e gás);
- ★ Processamento do gás para suporte ao processo de produção (geração de energia e injeção de gás).
- ★ Transferência de parte do gás produzido para o sistema de *flare* para manutenção da chama piloto;
- ★ Tratamento de água do mar para utilização nos poços de injeção;
- ★ Tratamento da água produzida para descarte, dentro dos padrões ambientais.

Toda a produção de óleo da P-63, somada com a de P-61, será transferida por mangote flexível para um navio aliviador, operação esta denominada de *offloading*. Após essa operação, o óleo será transportado até os terminais da Petrobras.

A Figura II.2.4-1 ilustra o Sistema de produção e escoamento previsto para o Campo de Papa-Terra.

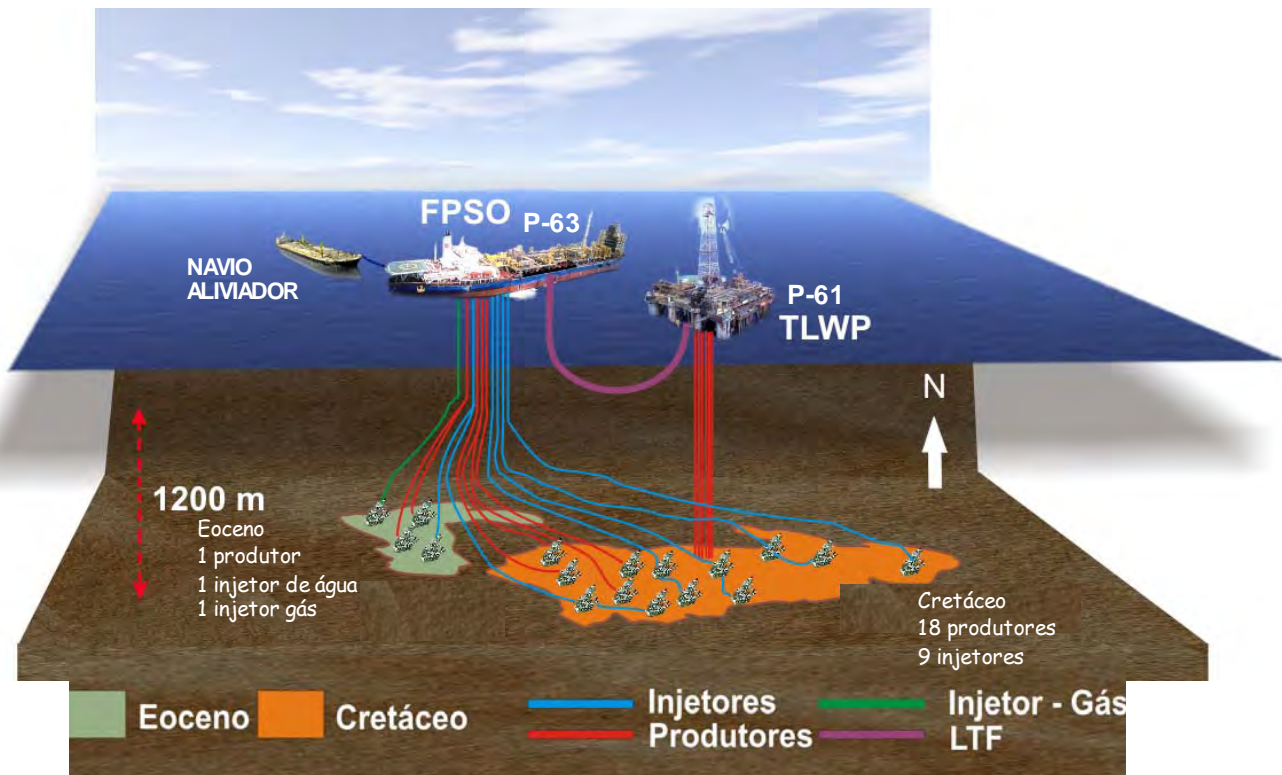


Figura II.2.4-1 - Sistema de produção e escoamento previsto para o Campo de Papa-Terra.

Os fluxogramas apresentados na Figura II.2.4-2 ilustram uma visão geral dos sistemas de produção de óleo e gás no Campo de Papa-Terra, através das UEP P-61 e P-63. A partir desta figura, segue a descrição geral das unidades bem como dos processos de produção.

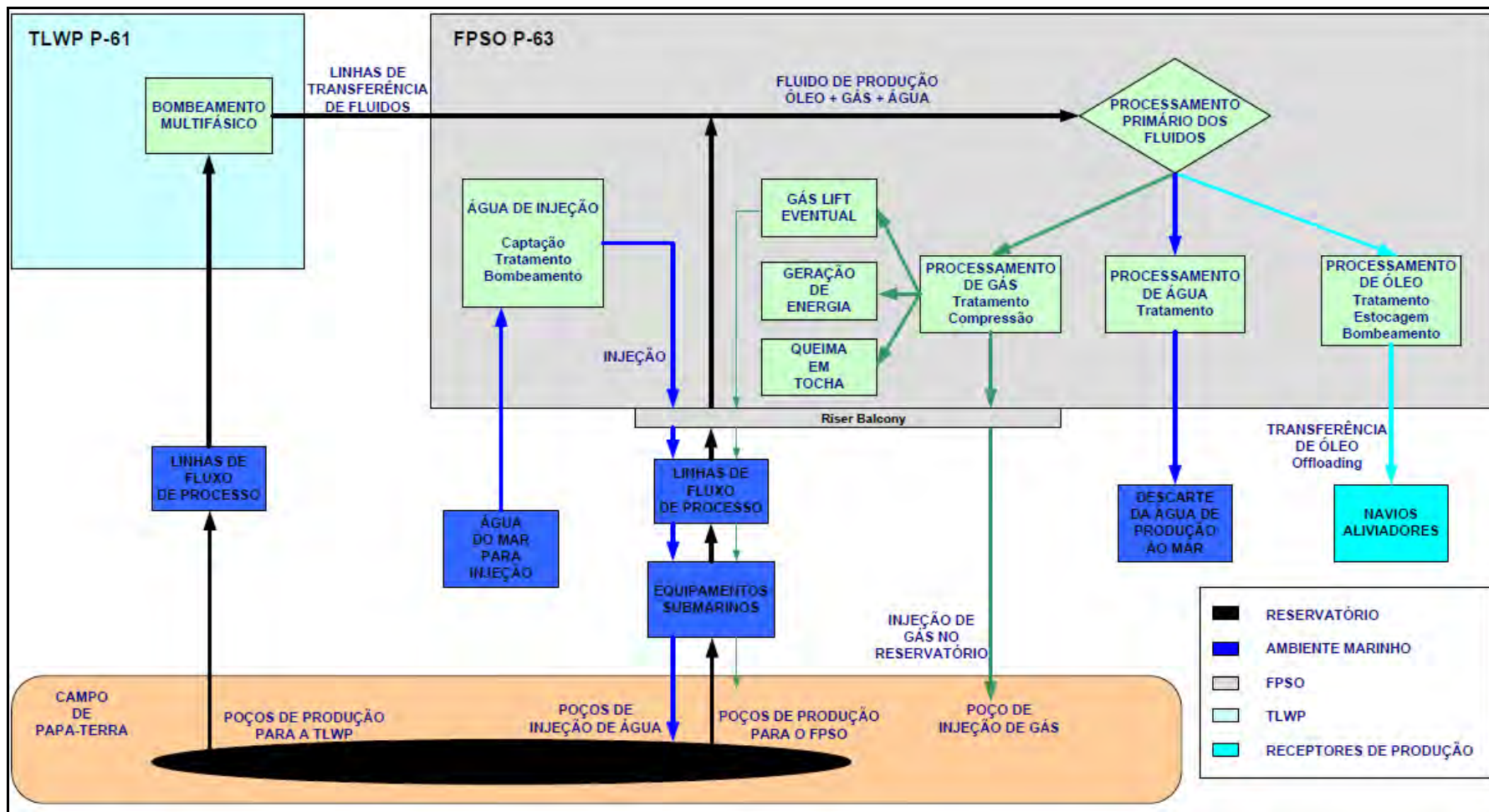


Figura II.2.4-2 - Fluxograma dos sistemas de produção de óleo e gás no Campo de Papa Terra.

II.2.4.B.1 - Descrição da Unidade de Produção P-61

A unidade marítima P-61 é uma plataforma do tipo TLWP (*Tension Leg Wellhead Platform*). Sua estrutura é bastante similar à de uma semissubmersível, diferenciando-se basicamente pelo sistema de ancoragem no fundo do mar. As TLWP são ancoradas por estruturas tubulares, chamadas de tendões, fixadas no fundo do mar por estacas que tensionam a estrutura da plataforma, reduzindo significativamente seus movimentos, o que torna possível a utilização de completação seca dos poços (Figura II.2.4-3).



Figura II.2.4-3 - Ilustração da P-61.

O Quadro II.2.4-1 apresenta as principais características da P-61.

Quadro II.2.4-1 - Principais características da Unidade Estacionária de Produção P-61.

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Nome	P-61
Tipo	TLWP (<i>Tension Leg Wellhead Platform</i>)
Ancoragem	Tendões de Aço
Comprimento entre perpendiculares	55 m
Dimensões	55 x 55 m
Pontal (Altura até convés principal)	68,80 m
Calado médio	29,00 m
Comprimento da lança (estrutura) do queimador - tocha	48,68 m - Horizontal
Capacidade total dos tanques de armazenamento de óleo cru	Não aplicável
Facilidades de Produção	<ul style="list-style-type: none"> * Coletores de Produção e de Teste, Separador de Teste, Bombas Multifásicas para Transferência da Produção para o FPSO (P-63) * Lançadores/recebedores de pig * Sistema de Injeção Química * Equipada com Sonda Modulada de Intervenção, Perfuração e Completação.
Capacidade de produção	<ul style="list-style-type: none"> * 13 poços produtores (produzindo por BCS) * Facilidades para instalação de mais 02 poços * Transferência dos fluidos produzidos (água de produção, óleo e gás) para tratamento na P-63
Sistema de Geração de Energia	<ul style="list-style-type: none"> * A energia elétrica para o processo será fornecida a partir da P-63 * Energia elétrica essencial: Moto geradores movidos a diesel (emergência)
Capacidade de escoamento da Produção	<ul style="list-style-type: none"> * 38.500 m³/dia de líquido (242.165 blpd, óleo e água), através de linhas de transferência de fluidos (LTF) para tratamento na P-63
Unidade de Tratamento de Esgotos	<ul style="list-style-type: none"> * Capacidade: 13.6 m³/d * Tipo de tratamento: Biológico
Capacidade de alojamento	<ul style="list-style-type: none"> * 60 pessoas
Heliponto	<ul style="list-style-type: none"> * De formato octogonal, com dimensão 22,2 m de diâmetro do círculo circunscrito * Adequado para aeronaves S-92 e S-61N, com sistema de reabastecimento
Salvatagem	<ul style="list-style-type: none"> * 2 baleeiras com capacidade para 60 pessoas cada * 4 balsas de resgate com capacidade para 20 pessoas cada uma * 1 bote de resgate com capacidade para 6 pessoas
Movimentação de carga	<ul style="list-style-type: none"> * 02 Guindastes com capacidade de 36,5ton cada, monotrilhos
Caldeiras	Não aplicável

a) Estrutura e Casco

O casco inferior da unidade é composto por quatro flutuadores longitudinais (*pontoons*) com 10,6 m de largura, 55 m de comprimento e 08 m de altura, ligados com a estrutura superior através de quatro colunas verticais de seção quadrada de 47 m de altura. Duas dessas colunas possuem salas de bombas localizadas em compartimentos internos.

O casco possui ainda quatro *pontoons* prorrogados com 07 m de largura, 07 m de comprimento e 08 m de altura, situados nas extremidades dos *pontoons* principais, sendo toda Cessa estrutura soldada.

Sobre o casco superior, no convés principal (*main deck*) encontra-se o módulo de alojamento/acomodações, o separador de teste da produção, o sistema de tocha (*flare*), sala de VFD (*Variable Frequency Drive* – Variador de Frequência do Motor) das BCS, sala de painéis para utilidades e sistemas navais, guindastes, sonda modulada, gerador de emergência, unidade de nitrogênio e baleeira n° 1.

O heliponto está localizado na parte superior do módulo de acomodação, com parte de sua área em balanço.

No convés inferior (*cellar deck*) estão localizados os *manifolds*, coletores de produção e de teste, painel de controle dos poços, *skid* de medição de vazão, medidor multifásico, bombas multifásicas, lançadores de Pig, vaso de tocha; tanques de diesel, sistema de reabastecimento de aeronave, compressor de ar de partida do gerador de emergência; geradores principais, sistema de ar comprimido, sistema de injeção química, laboratório, oficinas, baleeira n° 2 e botes de resgate.

No Anexo II.2-3 são apresentadas as principais plantas estruturais da P-61.

b) Acomodações

As acomodações de P-61 estão localizadas sobre a coluna nordeste, na popa da unidade, e estão distribuídas em 4 níveis, conforme mostra o Quadro II.2.4-2. Está capacitada para acomodar 60 pessoas em 18 camarotes, sendo 6 destes para duas pessoas e 12 para 4 pessoas.

Quadro II.2.4-2 - Distribuição das acomodações na P-61.

Nível nº1	Cozinha, Restaurante, Lavanderia, Vestiário, Sala de Equipamentos e Despensa
Nível nº2	Sala de jogos, Academia, Cinema, Sala de VAC, Salas de Reunião, Escritórios, Sala de Documentação Técnica e Sala de Internet Recreativa
Nível nº3	Camarotes
Nível nº4	Sala de TV/Recepção/Briefing, Sala de Reunião, Sala de rádio, Sala de VAC, Sala de Controle, Enfermaria, Sala de Elétrica e Telecom

c) Guindastes

A P-61 possuirá 02 guindastes, sendo um localizado a boreste e outro a bombordo, cobrindo toda a área do convés principal. A capacidade dos guindastes é de 36,5 toneladas cada.

d) Tanques

Não haverá armazenamento de óleo cru na P-61; toda a sua produção será exportada por meio de bombas multifásicas e linhas de transferência de fluidos (LTF) para a P-63, onde será realizado o seu tratamento.

A P-61 possuirá apenas tanques para lastro preenchidos com água, tanques/espaços vazios (*void spaces*), tanques para armazenamento de óleo diesel e tanques para água potável, cujas capacidades encontram-se definidas no Quadro II.2.4-3.

Os tanques de lastro e espaços vazios terão acessos que permitirão inspeção interna.

O posicionamento dos tanques de armazenamento na unidade pode ser visualizado no Anexo II.2-4.

Quadro II.2.4-3 - Relação dos tanques da P-61.

IDENTIFICAÇÃO DO TANQUE	PRODUTO QUE ARMAZENA	CAPACIDADE	
		m ³	Barris
03 Tanques de estocagem de óleo diesel SE-2A, SE-2B e SE-2C (Coluna SE)	Óleo Diesel	712	4478,5

(continua)

Quadro II.2.4-3 - (continuação)

IDENTIFICAÇÃO DO TANQUE	PRODUTO QUE ARMAZENA	CAPACIDADE	
		m ³	Barris
02 Tanques de estocagem de água potável NE-2A e NE-2B (Coluna NE)	Água Potável	428	2692,1
02 Tanques de água oleosa NE-N3 (Coluna NE) e SE-S3 (Coluna SE)	Drenagem de Água Oleosa	194	1220,3
Tanque NW-NW1 (Coluna NW)	Água de Lastro	582	3660,8
Tanque SW-SW1 (Coluna SW)	Água de Lastro	582	3660,8
Tanque EPN1 (<i>Pontoons</i>)	Água de Lastro	866	5447,1
Tanque EPS1 (<i>Pontoons</i>)	Água de Lastro	866	5447,1
Tanque NPE1 (<i>Pontoons</i>)	Água de Lastro	897	5642,1
Tanque NPW1 (<i>Pontoons</i>)	Água de Lastro	922	5799,4
Tanque SPE1 (<i>Pontoons</i>)	Água de Lastro	897	5642,1
Tanque SPW1 (<i>Pontoons</i>)	Água de Lastro	922	5799,4
Tanque WPN1 (<i>Pontoons</i>)	Água de Lastro	922	5799,4
Tanque WPS1 (<i>Pontoons</i>)	Água de Lastro	897	5642,1
Tanque NW-N2	Vazio	517	3251,9
Tanque NW-NE2	Vazio	1421	8938,1
Tanque NW-NW2	Vazio	904	5686,2
Tanque NW-SE2	Vazio	1583	9957,1
Tanque NW-SW2	Vazio	1421	8938,1
Tanque NW-W2	Vazio	517	3251,9
Tanque SW-NE2	Vazio	1583	9957,1
Tanque SW-NW2	Vazio	1421	8938,1
Tanque SW-S2	Vazio	517	3251,9
Tanque SW-SE2	Vazio	1421	8938,1
Tanque SW-SW2	Vazio	904	5686,2
Tanque SW-W2	Vazio	517	3251,9
Tanque NE-E2	Vazio	517	3251,9
Tanque NE-N2	Vazio	517	3251,9
Tanque NE-NE2	Vazio	904	5686,2
Tanque NE-NW2	Vazio	1421	8938,1
Tanque NE-SE2	Vazio	1421	8938,1
Tanque NE-SW2	Vazio	1117	7025,9
Tanque SE-E2	Vazio	517	3251,9
Tanque SE-NE2	Vazio	1421	8938,1
Tanque SE-NW2	Vazio	838	5271,0
Tanque SE-S2	Vazio	517	3251,9

(continua)

Quadro II.2.4-3 - (conclusão)

IDENTIFICAÇÃO DO TANQUE	PRODUTO QUE ARMAZENA	CAPACIDADE	
		m ³	Barris
Tanque SE-SE2	Vazio	904	5686,2
Tanque SE-SW2	Vazio	1421	8938,1
Tanque EPC1 (<i>Pontoons</i>)	Vazio	977	6145,3
Tanque NPC1 (<i>Pontoons</i>)	Vazio	1092	6868,7
Tanque SPC1 (<i>Pontoons</i>)	Vazio	1092	6868,7
Tanque WPC1 (<i>Pontoons</i>)	Vazio	1092	6868,7
Tanque NE-X1 (<i>Pontoons</i>)	Vazio	372	2339,9
Tanque NW-X1 (<i>Pontoons</i>)	Vazio	372	2339,9
Tanque SE-X1 (<i>Pontoons</i>)	Vazio	372	2339,9
Tanque SW-X1 (<i>Pontoons</i>)	Vazio	372	2339,9

e) *Riser Balcony*

A suportação dos *risers* das linhas do varal segue o conceito de *I-tubes* descontínuos, ou seja, na chegada de uma linha existe um trecho de *I-tube* fixado no *pontoon* da unidade (*i-tube* inferior) e um trecho fixado no *cellar deck*, onde as linhas são ancoradas. Os dutos flexíveis e os cabos elétricos do varal ficam instalados dentro dos *i-tubes*. Este modo de suportação das linhas permite que os esforços de flexão sejam impostos no *i-tube* inferior e que os esforços de tração sejam impostos no *cellar deck*.

A Figura II.2.4-4 mostra uma visão lateral da P-61, onde em vermelho estão os *risers* rígidos (TTR), em verde estão os cabos elétricos do varal e em azul, as linhas de transferência de fluidos.

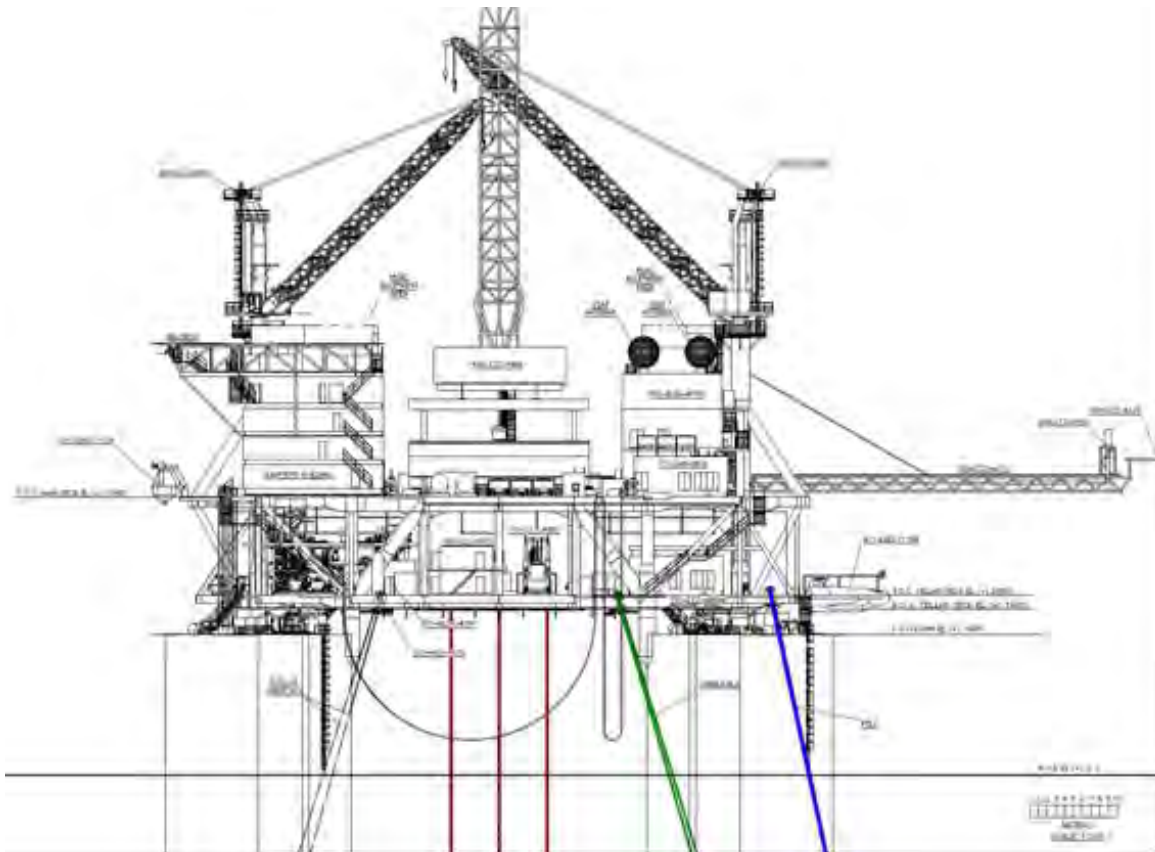


Figura II.2.4-4 - Riser balcony da P-61.

f) *Wellbay*

Foi denominada de *wellbay* a chegada dos *risers* rígidos (TTR) da P-61. Na *wellbay* serão instaladas as árvores de natal de completação seca. A chegada das TTR é descrita no item II.2.4.G - “Interligação das estruturas submarinas à P-61”, neste capítulo. Para manter a tração das TTR, o sistema de tensionamento dos *risers* provocará um movimento relativo entre as árvores de natal e a estrutura da P-61. Portanto, haverá *jumpers* flexíveis ligando as árvores de natal às tubulações rígidas que farão o encaminhamento dos fluidos produzidos.

A Figura II.2.4-5 mostra de forma ilustrativa a *wellbay*.

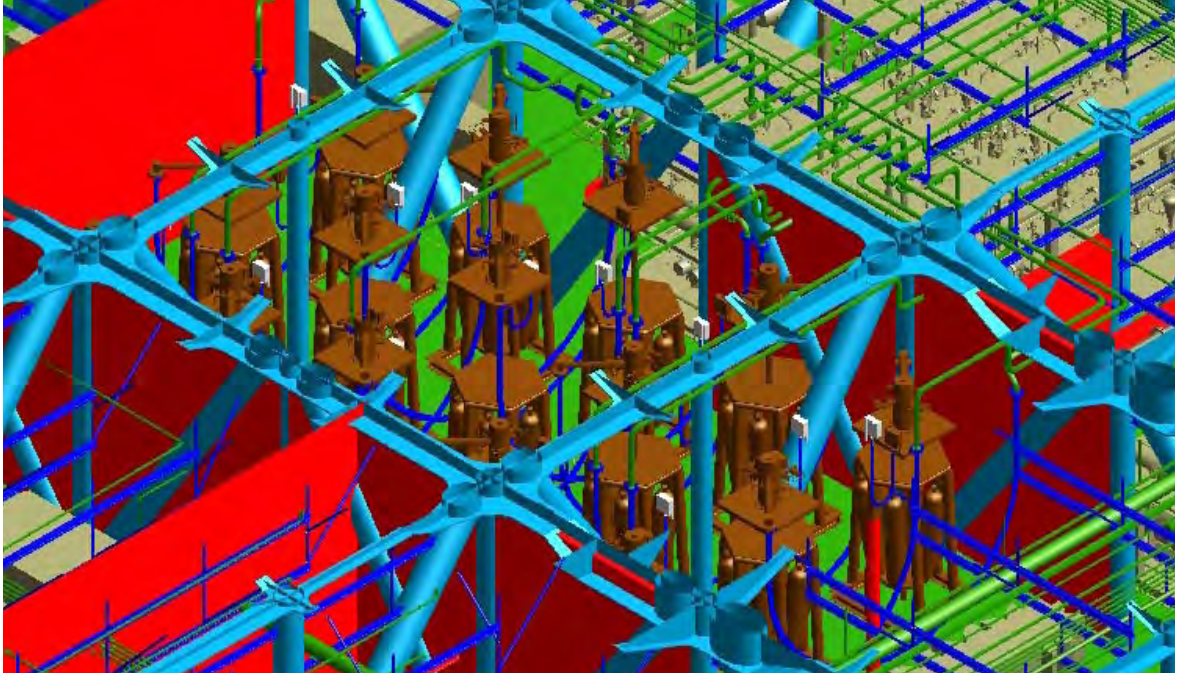


Figura II.2.4-5 - Perspectiva isométrica da Wellbay de P-61.

g) *Árvores de Natal Secas (ANS)*

As árvores de natal secas (ANS), utilizadas em poços de completação seca conceitualmente possuem a mesma função das árvores de natal molhadas para os poços de completação molhada: ser o dispositivo de controle de fluxo para os poços produtores. Estas árvores de natal estarão localizadas no *deck* da P-61 (*wellbay*) e possuirão um alinhamento de válvulas que permitirá o acesso à coluna de produção (*bore* de produção) e ao anular do poço.

As Figuras II.2.4-6 e II.2.4-7 mostram as vistas superior e lateral das ANS da P-61.



Figura II.2.4-6 - Vista superior da *Árvore de Natal Seca* da P-61.

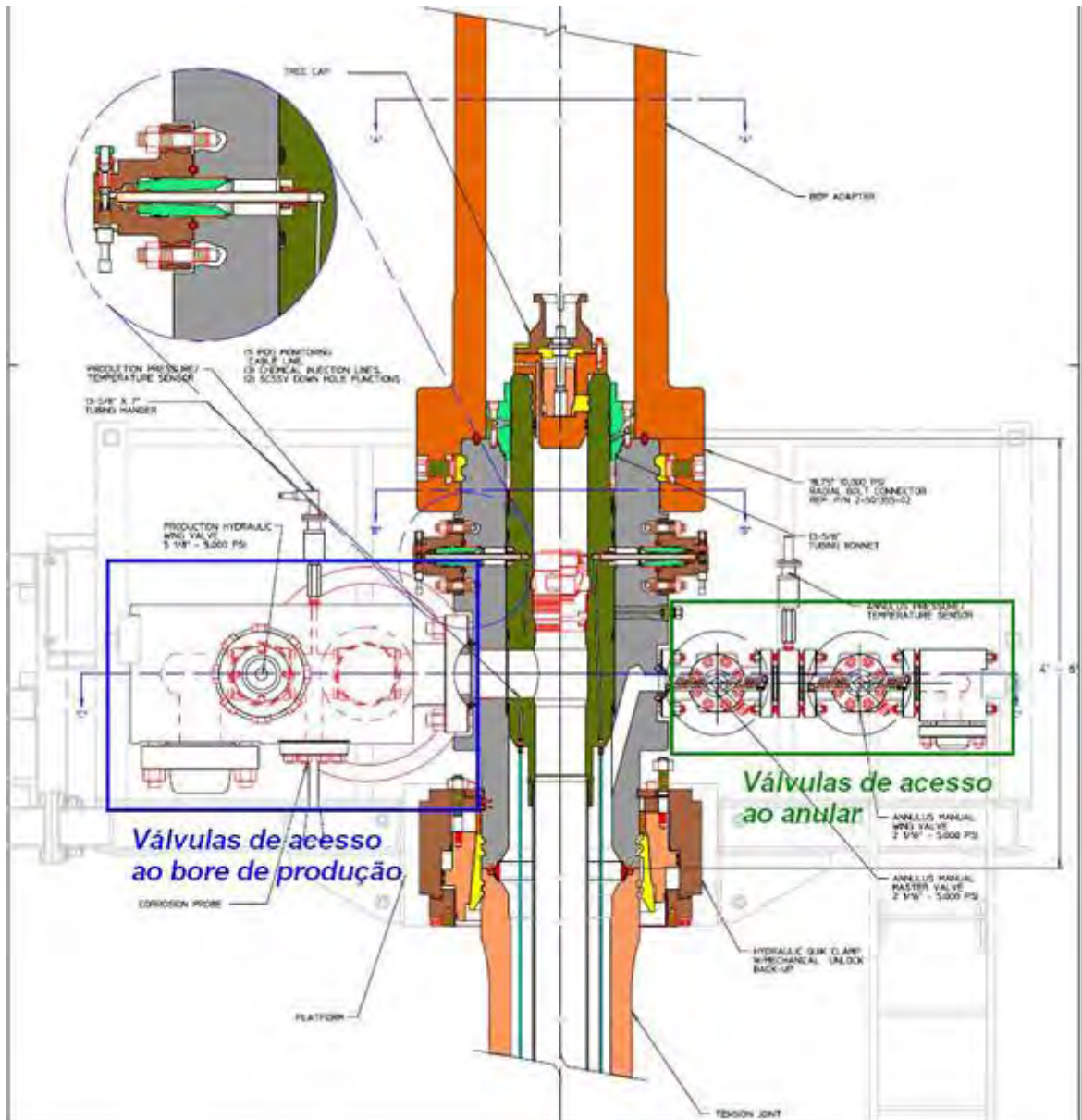


Figura II.2.4-7 - Vista lateral da Árvore de Natal Seca da P-61.

As árvores de natal secas da P-61 serão do tipo horizontal (ANSH), ou seja, com válvulas posicionadas lateralmente de forma que é possível acessar o interior do poço sem a retirada da mesma. Seu perfil interno terá o diâmetro de passagem de 13 5/8" com pressão de trabalho de 5000 psi e silhueta para assentamento e travamento do suspensor de coluna em seu interior. O topo da árvore de natal possuirá um perfil de 18 3/4" e 10.000 psi para conector hidráulico do tipo DX. A parte inferior da ANSH é um perfil de 14" para conexão rápida do tipo abraçadeira, com pressão de trabalho de 5000 psi.

No corpo principal da ANSH existirão seis válvulas montadas. A saída mais baixa é para a função de “kill” do anular e permite a montagem de duas válvulas manuais em série de 2 1/16” e pressão de trabalho de 5000 psi. Estas válvulas terminam em um flange cego. Localizado a 120 graus desta saída, haverá um bloco com duas válvulas manuais em série de 2 1/6” e pressão de trabalho de 5000 psi que realizarão a comunicação da linha de serviço ao anular do poço. Neste bloco lateral será parafusado um transdutor de pressão e temperatura. A saída lateral mais superior, a 120 graus das demais, alojará as válvulas que interligam o *bore* de produção à linha de produção. Estas válvulas são de 5 1/8” e resistem à pressão interna de 5000 psi, sendo uma de acionamento manual e a outra de acionamento hidráulico. Este bloco também possuirá um transdutor de pressão e temperatura.

No interior da árvore de natal seca horizontal ficará assentado e travado o suspensor da coluna de produção (13 5/8” X 7”), que fará a selagem acima e abaixo da saída para as válvulas de produção. Na base do corpo do suspensor de coluna existirá uma ranhura que permitirá a orientação com a base do corpo da ANSH através de um pino orientador. O suspensor de coluna da ANSH possuirá três selagens e dois *o-rings* (aneis de vedação) no diâmetro externo. Este conjunto de selos garantirá a estanqueidade entre as saídas principais (produção, serviço), as saídas elétricas (para alimentação da BCS), as saídas para linhas de controle hidráulico da válvula de segurança (DHSV – *Downhole Safety Valve*) e as saídas para injeção de produtos químicos no interior do poço.

Na parte superior do suspensor de coluna existirá um perfil interno para assentamento e travamento da *Tree Cap* (capa da árvore) e no interior do suspensor de coluna outro perfil permite o assentamento e travamento da *Back Pressure Valve* (*plug* de segurança). Juntas, a *Tree Cap* e a *Back Pressure Valve* garantem a dupla vedação entre o poço e o ambiente externo.

h) Sistema de Gás Inerte (SGI)

Não existirá sistema de gás inerte na P-61, uma vez que não ocorrerão operações de carregamento e descarga (*offloading*) de óleo.

i) Sistema de Geração de Vapor

Não haverá sistema de geração de vapor na P-61.

j) Sistemas de Lastro

A fim de se manter a estabilidade da unidade e o controle de tensão nos tendões e esforços na embarcação durante a movimentação de fluidos como óleo diesel, água ou carga de convés, eventualmente as bombas de lastro podem ser colocadas em operação, captando água do mar e bombeando para os tanques de lastro ou retirando, dependendo da necessidade operacional.

A movimentação de lastro e consumíveis entre os compartimentos (tanques) será realizada com auxílio de tubulações e válvulas, além das bombas centrífugas de lastro (Quadro II.2.4-4), comandadas através da sala de controle de lastro. A integridade estrutural desses compartimentos e equipamentos será acompanhada através de um plano de inspeção/manutenção.

Durante a transferência de petróleo para a P-63 não haverá alteração das condições de lastro, uma vez que não existirá armazenamento de petróleo na unidade.

Quadro II.2.4-4 - Características das bombas de lastro da P-61.

SISTEMA DE ESTABILIDADE / LASTRO		
ITEM	QUANTIDADE	CAPACIDADE
Bombas acionadas por motores elétricos	04	250 m ³ /h cada

k) Sistema de Propulsão

A UEP P-61 não possuirá sistema de propulsão.

l) Planta de Processamento da Produção

A UEP P-61 não possuirá planta de tratamento de óleo, gás e água de produção, sendo que toda a sua produção será exportada por meio de bombas

multifásicas e linhas de transferência de fluidos (LTF) para a P-63, onde os fluidos serão processados.

Seu sistema de produção consistirá dos seguintes equipamentos/sistemas principais:

- ★ Separador de teste bifásico para separação do gás do óleo bruto na avaliação da produção de um determinado poço (capacidade de processamento de fluidos: 4.600 m³/d de líquido e 125.000 m³/d de gás);
- ★ Sistema de injeção de produtos químicos (desemulsificante, inibidor de incrustação, inibidor de corrosão, antiespumante, aditivo de antiespumante e sequestrante de H₂S, sendo contingencial este último);
- ★ Sistema de tocha;
- ★ 03 bombas de transferência multifásicas (02 operando e 01 reserva);
- ★ Sistema de medição da vazão para medição do fluido (líquido + gás) exportado;
- ★ Linhas de transferência de fluidos (LTF).

A unidade P-61 terá capacidade de produzir e transferir vazões máximas de 38.500 m³/dia de líquido (242.165 blpd), atendendo às seguintes características:

- ★ Número de poços produtores: 13 (treze);
- ★ Temperatura de chegada do óleo: Mínima de 40°C e Máxima de 80°C.

Os fluidos provenientes dos poços interligados à P-61 serão direcionados para os coletores (*headers*) de produção e de teste e receberão inicialmente a injeção de produtos químicos como desemulsificante, antiespumante, aditivo de antiespumante, inibidor de incrustação e inibidor de corrosão para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como para manter a integridade das instalações.

Do coletor de produção, os fluidos serão direcionados para as bombas multifásicas, as quais terão a função de bombear toda a produção para a P-63 através das LTF.

Do coletor de teste, os fluidos serão direcionados para o separador de teste, para testes de produção individual dos poços. O mesmo irá operar com pressão máxima de 1471 kPag e será dimensionado com capacidade de receber vazão máxima de 4.600 m³/d de líquido (28.934 blpd), BSW máximo de 95% (*Basic Sediment and Water* - Teor de Água e Sedimentos) e vazão máxima de 125.000 m³/d de gás (condições padrão 15,6°C e 1 atm).

Em seguida, o líquido e o gás proveniente do separador de teste serão medidos pelo sistema de medição (consistindo de medidores de vazão, analisador de BSW, amostradores automático e manual), misturados em uma mesma corrente, encaminhados para a sucção das bombas multifásicas e exportados através das linhas de transferência de fluidos para a P-63. Quando o poço estiver em procedimento de início de produção, o gás proveniente do separador de teste poderá ser alinhado para o sistema de tocha.

m) Sistema de Tocha

A UEP P-61 será equipada com sistema de tocha para coletar e queimar gases residuais provenientes das válvulas de segurança, válvulas de controle de pressão e válvulas *blowdown* (despressurização).

O sistema consistirá de um *header* (linha coletora ou coletor), vaso de tocha e tocha (*flare*) e estará preparado para queima sob condição contínua e de emergência.

A lança (estrutura horizontal de comprimento de 48,68 m) do sistema de tocha ficará localizada no lado bombordo (lado oeste) da P-61, com os queimadores posicionados em sua extremidade, de forma que o nível de radiação térmica em pontos específicos da P-61 seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional - vazão de gás) para as pessoas e equipamentos.

Em operação normal, o sistema funciona com uma vazão de apenas 125 m³/h, suficiente para manter os pilotos da tocha acesos e para purga dos coletores. Em caso de parada de emergência, o gás existente nas linhas e equipamentos será despressurizado para ser queimado na tocha. Este procedimento inicia-se com a vazão de 543.000 m³/d, reduzindo-se até zero.

Está previsto um sistema alternativo somente para a manutenção do sistema piloto da tocha através da utilização de cilindros de gás (GLP ou propano). O procedimento de utilização destes somente ocorrerá quando não houver produção de gás suficiente para o sistema piloto da tocha.

Para a mesma situação (produção de gás insuficiente), é previsto o uso de nitrogênio (N₂) para purga dos coletores. A Figura II.2.4-8 apresenta o fluxograma de processo da P-61.

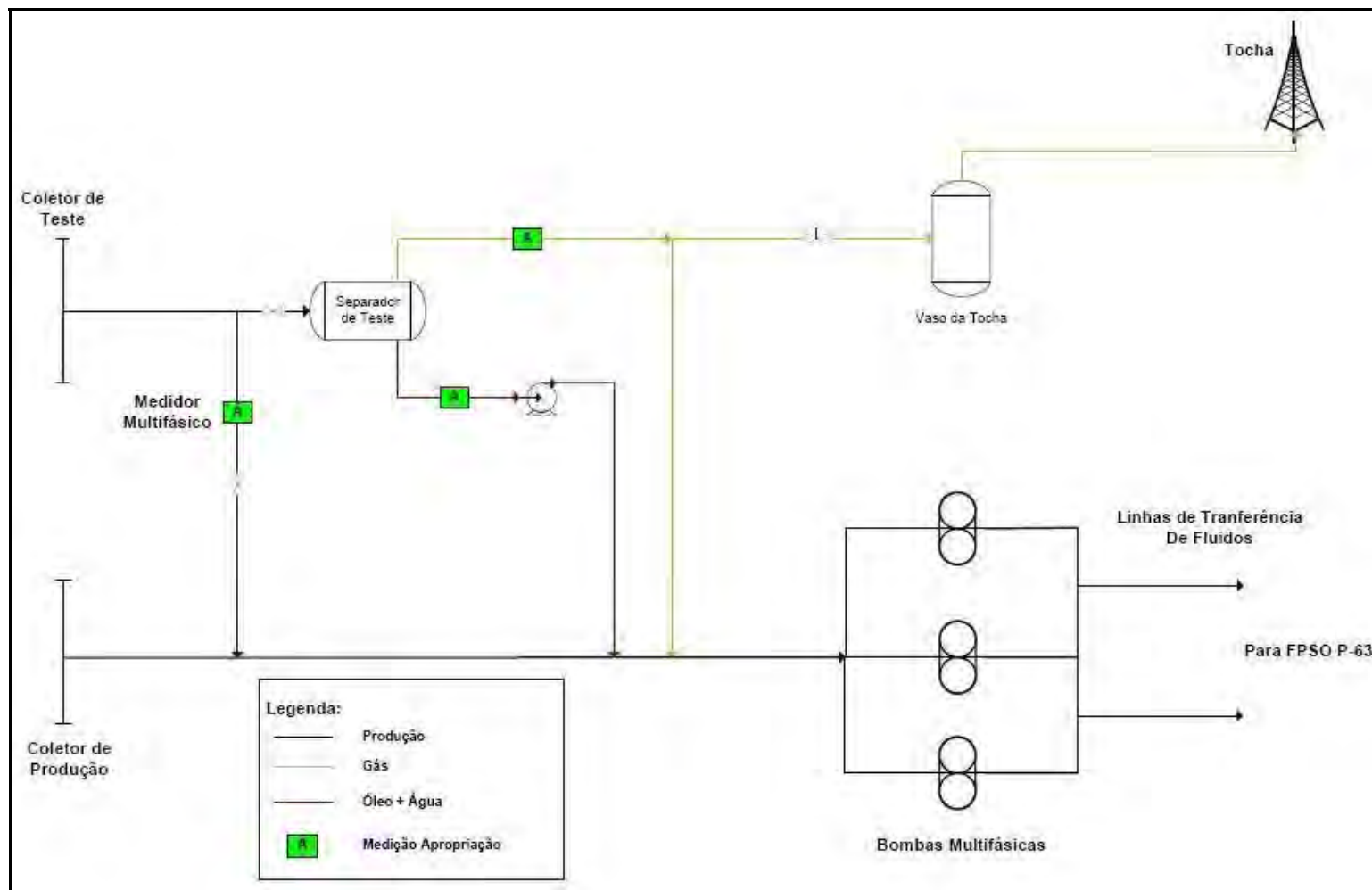


Figura II.2.4-8 - Fluxograma de processo da UEP P-61 e sistema de transferência de óleo.

Toda a produção da P-61 será exportada para a P-63 por meio de bombas multifásicas e 03 (três) linhas de transferência de fluidos (LTF), das quais 02 (duas) estarão em operação e 01 (uma) ficará como reserva.

As linhas de transferência de fluido terão 12 polegadas de diâmetro e 650 metros de comprimento. Para a transferência, serão utilizadas bombas em configuração 3x50%.

As bombas multifásicas serão acionadas por motor elétrico e possuirão vazão de bombeio de aproximadamente 800 m³/h, cada, funcionando em regime contínuo. As linhas de transferência de fluido são dimensionadas para classe de pressão de 20.684 kPa (3.000 psi).

A capacidade total de bombeamento será de 38.500 m³/dia de líquido (242.165 blpd).

n) Sistemas de Geração de Energia Elétrica

O sistema de geração de energia elétrica da P-61 terá por característica a operação em regime contínuo e será composto de três subsistemas:

- 1) Energia elétrica proveniente da P-63 - será fornecida para suprir as facilidades de produção, bombeio multifásico e o bombeio centrífugo submerso e poderá ser uma fonte de energia alternativa para embarcação e utilidades da mesma. A energia será recebida através de quatro (4) cabos eletro-ópticos.
- 2) Geração principal da P-61 - será fornecida para suprir o consumo de embarcação, utilidades, acomodação, e outros sistemas. A planta de processo não será consumidora desta fonte de energia.
- 3) Geração de emergência instalada na P-61.

A falha na geração de energia da P-61 não afetará as facilidades de produção.

O sistema de geração de energia elétrica instalado na P-61 consiste de três (3) grupos geradores a diesel principais e um gerador de emergência a

diesel. Os três geradores principais a diesel possuem capacidade de 2.500 kW, 13.800 V em 60 Hz e estão localizados no convés inferior. O gerador de emergência a diesel possui capacidade de 2.100 kW, 480 V em 60 Hz e deverá atender as cargas essenciais da unidade e os sistemas críticos que necessitam estar operacionais durante as situações de emergência.

A transmissão de energia elétrica da P-63 para a P-61 ocorrerá através de 04 circuitos independentes em nível de tensão de 13,8 kV com capacidade para atendimento a todas as cargas elétricas, considerando a instalação de BCS (Bombas Centrífugas Submersas) e bombas de transferência de fluxo multifásico. As quatro linhas de transferência deverão proporcionar adequada redundância de forma que potenciais falhas ou necessidades de manutenção em qualquer circuito não comprometam a continuidade operacional do sistema.

o) Operações de Pigging

A planta de produção será equipada com 03 lançadores de *pig*, sendo um para cada LTF, localizados no *cellar deck*, lado oeste. Estes equipamentos permitem a realização de operações de passagem de *pig* (*pigging*) nas LTF, a partir da P-61 em direção a P-63. Tais operações visam originalmente remover acúmulos de resíduos (sulfato de bário, parafina, asfaltenos, etc.) e de líquidos do interior das LTF que podem ocorrer devido a algumas particularidades associadas ao óleo (alta viscosidade), evitando a redução da vazão de escoamento da produção da P-61 para a P-63.

As operações de *pigging* são realizadas por ação de dispositivos de vários tipos, chamados *pigs*, de acordo com o objetivo da operação: *pig* com escovas circunferenciais, *pigs* geométricos, *pigs standard* (esferas), espuma, etc.

A fase sólida, juntamente com o *pig*, é armazenada em tambores, sendo destinada conforme o Programa de Gerenciamento de Resíduos.

Estes dispositivos são enviados a partir dos lançadores de *pig* pelas LTF, sendo deslocados pelos fluidos produzidos e escoados para a P-63 ou por injeção de diesel. Os resíduos remanescentes nas câmaras dos lançadores de *pig* são raspados para uma bacia coletora onde a fase líquida é direcionada para o sistema de drenagem aberta de hidrocarbonetos.

A distância entre as UEP, a taxa de formação de depósito, as características das LTF e as condições operacionais influenciam a escolha do tipo de *pig* e a frequência da operação. As operações de *pigging* podem também ser de natureza preventiva e de preparação para a inspeção da integridade das paredes das linhas (identificar mossas, ovalizações e dobras).

p) Sistema de Recebimento de Óleo Diesel

O óleo diesel consumido na P-61 será fornecido por embarcações de serviço, através de pontos de recebimento de diesel, localizados no *cellar deck*, face Norte. Estes pontos de recebimento estarão equipados com conexões, linhas flexíveis e linhas rígidas. As operações são realizadas seguindo procedimentos para garantir a segurança.

A P-61 será provida de tanques de armazenamento de óleo diesel, com capacidades informadas no Quadro II.2.4-3. Todos os tanques serão dotados de controle de nível para evitar transbordamentos.

Nas operações de transferências, será transferido, a partir de embarcações de apoio, de 170 m³ a 712 m³ de óleo diesel. Considerando que o consumo de óleo diesel previsto para a unidade é em torno de 08 m³/d, dependendo das condições operacionais, sua autonomia será de aproximadamente 07 dias.

A transferência de óleo diesel para a P-61 ocorrerá através de uma mangueira de 4" com flutuadores, de modo a impedir que a mesma fique submersa. O engate da mangueira ao barco de abastecimento se dá através de um acoplamento *camlock*, que permite que o mangote seja desconectado rapidamente em caso de vazamentos. A bordo da P-61, a mangueira será conectada via medidor de fluxo. A transferência de óleo diesel para os tanques é controlada por válvulas na linha de transferência imediatamente adjacentes aos tanques.

O diesel recebido passa pelo sistema de purificação antes de seguir para os tanques de serviço (ou tanque de consumo) de diesel. Este sistema de purificação é composto de bombas e purificadores.

O sistema dispõe de 03X50% bombas de transferência de diesel, com vazão de 45 m³/h cada e pressão nominal de 09 Kg/cm² cada.

O diesel será utilizado para abastecimento dos seguintes equipamentos: geradores de energia, guindastes, bombas de incêndio, baleeiras, entre outros.

q) Sistema de fornecimento de água

A água a ser utilizada na P-61 será produzida por 02 unidades dessalinizadoras do tipo evaporador, que utilizam a água do mar como matéria prima. Possuirão capacidade de produzir 28,4 m³/d de água cada, resultando em uma capacidade total de 56,8 m³/d, o que é suficiente para suprir as necessidades, não demandando o abastecimento de água do continente, via rebocadores.

Após a produção desta água, parte será ainda adequada para o consumo humano (esterilizada, clorada e mineralizada) e parte será utilizada para consumo industrial.

O sistema de captação de água do mar foi projetado para atender aos sistemas de geração de água potável, sistema de combate a incêndio e água de serviço.

A Figura II.2.4-9 apresenta o diagrama esquemático do sistema de captação de água do mar e os sistemas atendidos em P-61.

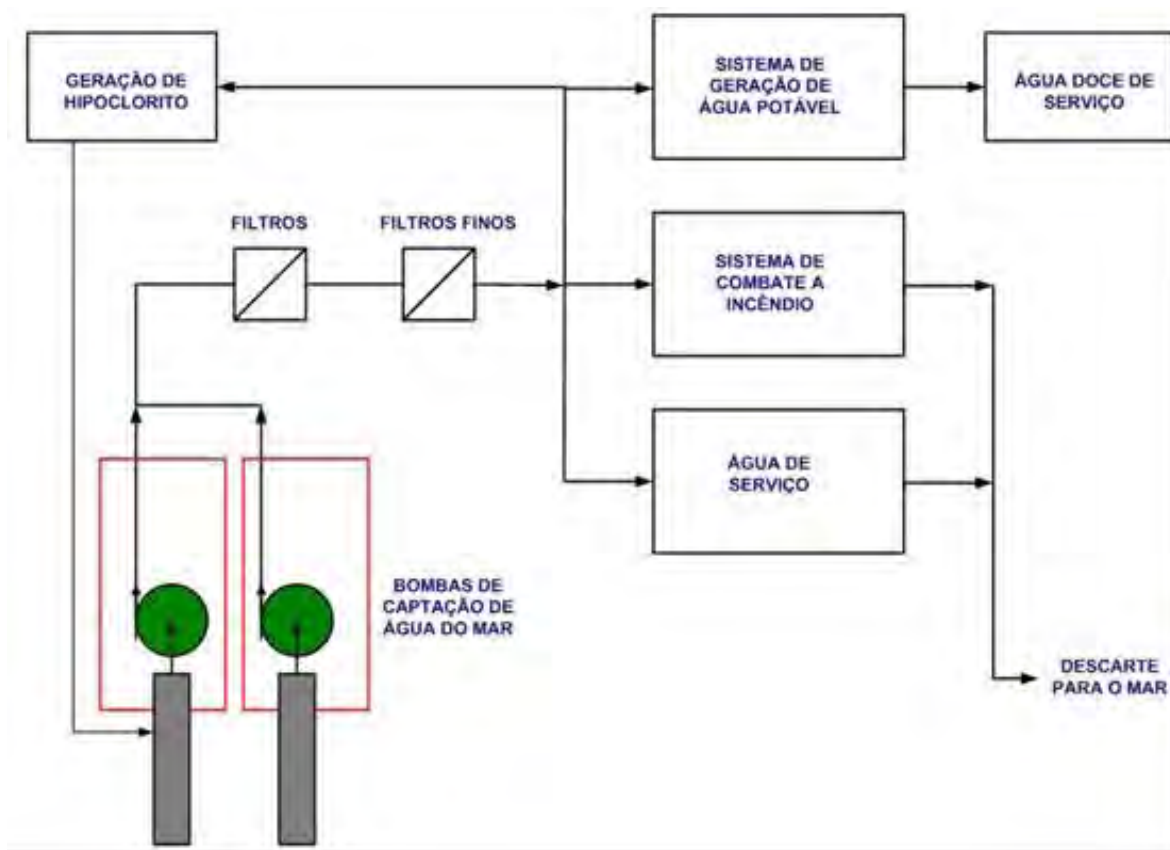


Figura II.2.4-9 - Diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas consumidores de P-61.

r) *Laboratório de Análises Químicas*

A P-61 disporá de um laboratório de análises químicas que se localiza no *cellar deck*, cuja estrutura foi preparada para monitorar a qualidade do petróleo, da água doce, bem como outras análises que permitem a perfeita monitoração de todos os processos.

As principais análises a serem realizadas são: BSW, densidade, viscosidade, teor de areia, salinidade, pH, cloro residual.

s) *Lavanderia*

A lavanderia, localizada no casario da plataforma, estará equipada para atender toda a tripulação, com máquinas de lavar e máquinas de secar.

Os macacões de trabalho serão lavados e armazenados separadamente das roupas utilizadas dentro do casario.

t) *Sonda Modulada*

A P-61 possuirá contrato de 3 anos com uma sonda de perfuração do tipo *Tender Assisted Drilling* (TAD), cuja função será a de realizar a campanha de perfuração e completação dos poços da P-61. Entretanto, caso seja necessário, a mesma ainda poderá ser utilizada durante este período para realizar atividades de manutenção / intervenção nos poços.

De forma geral, a TAD é composta por dois pacotes principais de perfuração:

- 1) TSV (*Tender Support Vessel*), que consiste da própria estrutura da embarcação, sendo neste caso uma plataforma semissubmersível; e
- 2) MEP (*Mast Equipment Package*) que consiste do pacote de equipamentos que integra uma sonda modulada de perfuração.

A sonda modulada de perfuração (MEP) será montada sobre o convés principal (*main deck*) da P-61, de onde serão realizadas as operações nos poços. Nesta estarão posicionados todos os equipamentos essenciais à perfuração, tais como torre de perfuração, BOP, mesa rotativa, peneiras e secadora de cascalho.

A MEP é dimensionada de forma que o guindaste da própria TAD possa realizar sua transferência para a P-61.



Figura II.2.4-10 - Ilustração de uma TAD operando em conjunto com uma TLWP.

A estrutura semissubmersível da TAD será ancorada ao lado da P-61, a aproximadamente 24 m de distância, acoplada à mesma através de uma passarela (*gangway*), sendo utilizada apenas no apoio às atividades de perfuração e completção de poços, com o objetivo de reduzir ao máximo a carga variável da P-61 necessária a estas atividades. Assim, estarão posicionados na TSV os seguintes equipamentos: tanques de lama, silos de armazenagem de graneis, unidade de cimentação, áreas de carga, sistema de geração elétrica, sistema de ar comprimido/hidráulico, acomodação para a equipe de perfuração, etc.

Após o fim da campanha de perfuração dos poços da P-61, a TAD será desmobilizada.

Para utilização da sonda de perfuração do tipo *Tender Assisted Drilling* nas atividades de perfuração e completção de poços no Campo de Papa-Terra, será previamente solicitada anuência a esta CGPEG/IBAMA para aprovação e inclusão da mesma no âmbito da Licença de Operação N° 782/2008 de 29/08/2008, relativa à atividade de perfuração e completção de 120 poços por ano dentro da Área Geográfica da Bacia de Campos.

A descrição da sonda, suas facilidades e sistema de segurança ambiental serão apresentadas a esta CGPEG/IBAMA oportunamente, em conjunto com o restante da documentação necessária para solicitação da referida anuência.

II.2.4.B.2 - Descrição da Unidade Estacionária de Produção P-63

A Unidade Marítima P-63 é do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*) que conjugará atividades de produção, processamento primário, estocagem e transferência de óleo para navios aliviadores, enquanto o gás natural será consumido pela unidade na geração de energia (Figura II.2.4-11).

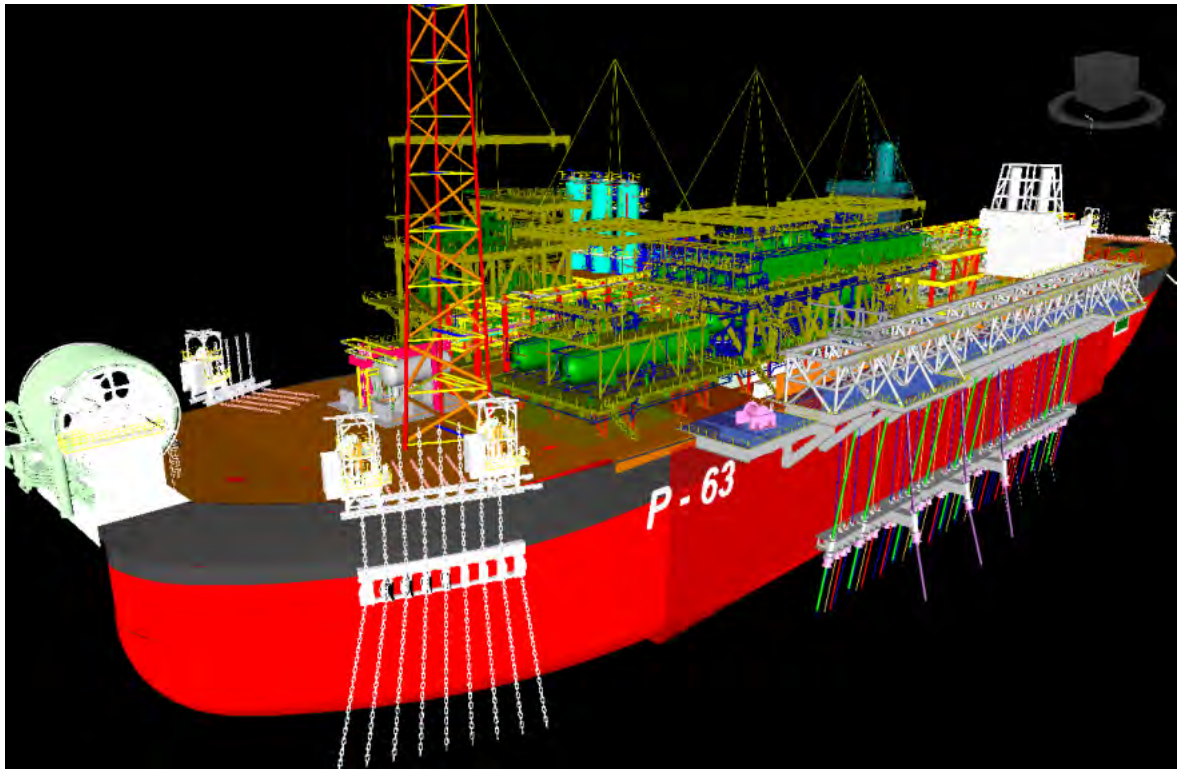


Figura II.2.4-11 - Ilustração da P-63.

O Quadro II.2.4-4 apresenta as principais características da P-63.

Quadro II.2.4-5 - Principais características da Unidade Estacionária de Produção P-63.

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Nome	P-63
Tipo	FPSO
Ancoragem	<i>Spread Mooring System</i>
Comprimento entre perpendiculares	333,88 m
Comprimento Total	346,25 m

(continua)

Quadro II.2.4-5 - (conclusão)

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Boca moldada	57,3 m
Pontal (Altura até convés principal)	28,50 m
Calado médio	22,35 m
Comprimento da lança (estrutura) do queimador <i>tocha</i>	65 m (Vertical)
Capacidade total dos tanques de armazenamento de óleo cru	254.808 m ³
Facilidades de Produção	<ul style="list-style-type: none"> * Produção, Processamento e Tratamento de Óleo, Gás e Água de Produção * Tratamento e Injeção de Água do Mar * Condicionamento e Compressão de Gás * Sistema de <i>Offloading</i>
Capacidade de produção	<ul style="list-style-type: none"> * 06 Poços produtores de óleo (produzindo por BCSS) com espaço para 02 poços reserva * 01 poço injetor de gás * 10 poços injetores de água com espaço para 02 poços reserva * Tratamento e Processamento de óleo: 22.258 m³/d (140.000 bopd) * Tratamento e Injeção de água do mar: 54.054 m³/d (340.000 bpd) * Tratamento e Processamento de gás: 1.000.000 m³/d
Sistema de Geração de Energia	<ul style="list-style-type: none"> * Energia elétrica: motogeradores tricombustível (gás/petróleo/diesel)
Unidade de Tratamento de Esgotos	<ul style="list-style-type: none"> * Princípio de tratamento: Biológico * Capacidade: 35 m³/d
Escoamento da Produção	<ul style="list-style-type: none"> * <i>Off loading</i> para navios aliviadores
Capacidade de alojamento	<ul style="list-style-type: none"> * 110 pessoas
Heliponto	<ul style="list-style-type: none"> * De formato octogonal, com dimensão de 22,2 m de diâmetro do círculo circunscrito * Adequado para aeronaves S-92 e S-61N
Salvagem	<ul style="list-style-type: none"> * 4 baleeiras com capacidade para 63 pessoas cada * 1 bote de resgate com capacidade para 6 pessoas
Movimentação de carga	<ul style="list-style-type: none"> * 02 Guindastes (01 com capacidade para 15 ton e 01 com capacidade para 20 ton), monotrilhos
Caldeiras	<ul style="list-style-type: none"> * 2 (2x100%) caldeiras, capacidade de 65 t/h de vapor cada

a) *Estrutura e Casco*

Um dos principais aspectos a serem analisados para a execução de um processo de conversão de um FPSO é a integridade do casco. A P-63 possuirá

fundo singelo e estará dimensionada para atender às necessidades operacionais da Petrobras (carga de convés, estabilidade, capacidade de armazenamento, movimentos) e aos requisitos de regra da Sociedade Classificadora *American Bureau of Shipping (ABS)*, além de Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo País de Registro.

Verificações de esforços globais e de fadiga no casco serão realizados, considerando a ação de ondas, vento e correnteza típicos da Bacia de Campos.

Foram estabelecidas especificações para todos os materiais estruturais utilizados na reformulação da estrutura do casco, de acordo com os requerimentos da Sociedade de Classificação e regulamentações relevantes. Sendo assim, as estruturas serão, quando necessário, reforçadas, considerando tanto níveis de tensões locais e globais, quanto a avaliação de fadiga, de modo a garantir a vida útil necessária para a atividade de produção. O convés principal será reforçado nas estruturas da planta de produção, suporte dos *risers*, heliponto, guindaste e área onde serão instalados os componentes do sistema de *offloading*.

Sobre o casco, no convés da P-63, encontra-se montada a estrutura que suporta todos os módulos com os equipamentos da planta de processo. Os principais módulos instalados nessa estrutura são os seguintes:

- ★ Coleta de Produção;
- ★ Separação de Alta Pressão;
- ★ Separação de Baixa Pressão;
- ★ Tratamento Eletrostático;
- ★ Compressão e Desidratação de Gás;
- ★ Desaeração e Dessulfatação de Água de Injeção;
- ★ Tratamento de Água de Produção e Bombas de Injeção de Água;
- ★ Utilidades;
- ★ Sistemas de Aquecimento e Resfriamento;
- ★ Geração de Energia Elétrica;
- ★ Distribuição de Energia Elétrica;
- ★ Injeção Química;
- ★ Sistema de Tocha (*flare*);

- ★ Laboratório;
- ★ Oficinas;
- ★ Medição Fiscal;
- ★ Módulo do IPB (*Integrated Production Bundle*);
- ★ Queimador de Gás.

O heliponto está localizado na popa da embarcação, próximo ao módulo de acomodações.

No Anexo II.2-5 são apresentadas as principais plantas estruturais da P-63.

b) Acomodações

As acomodações de P-63 se localizam no casario, na popa da embarcação, possuindo capacidade para 110 pessoas em seis *decks*, com 57 camarotes, sendo 6 simples, 50 duplos e 1 para quatro pessoas. As acomodações são distribuídas, conforme mostra o Quadro II.2.4-6.

Quadro II.2.4-6 - Distribuição das acomodações na P-63.

Deck A	Escritório OIM, sala de recreação, sala de documentação, sala de controle central, ref eatório e cozinha
Deck B	Camarotes, lavanderia, videoconferência, escritório Petrobras, sala de ar condicionado
Deck C	Camarotes
Deck D	Sala de reuniões, sala de espera (embarque e desembarque) e enfermaria
Upper Deck	Camarotes, vestiários, sala de UPS (baterias)
Bridge Deck	Telecomunicação, academia, sala de UPS (baterias) e sala de equipamentos de navegação

c) Guindastes

A P-63 apresenta instalados 02 guindastes localizados a boreste da embarcação, cobrindo a área do convés principal. A capacidade dos guindastes é de 20 e 15 toneladas.

d) Tanques

A estocagem de óleo cru na P-63 será realizada em até 12 (doze) tanques, sendo 8 (oito) tanques centrais e 4 (quatro) tanques laterais, que juntos perfazem uma capacidade total de 254.808 m³. A P-63 possui, ainda, 2 (dois) tanques de *Slop*: Tanque *Dirty Slop* (Tanque de Rejeito Sujo) e Tanque *Clean Slop* (Tanque de Rejeito Limpo).

Além dos tanques citados, a P-63 possui outros tanques para lastro, óleo diesel, água potável, água industrial, óleo lubrificante e esgoto sanitário, cujas capacidades estão definidas no Quadro II.2.4-7.

O posicionamento dos tanques de armazenamento na unidade pode ser visualizado no Anexo II.2-6.

Quadro II.2.4-7 - Relação dos tanques da P-63.

IDENTIFICAÇÃO	PRODUTO QUE ARMAZENA	CAPACIDADE	
		m ³	Barris
Nº 1 Central (1C)	Óleo	19.994,20	125.750
Nº 2 Central (2C)	Óleo	27.364,10	172.101
Nº 3 Central (3C)	Óleo	23.322,50	146.682
Nº 4 Central (4C)	Óleo	27.209,60	171.130
Nº 5 Central (5C)	Óleo	23.322,50	146.682
Nº 6 Central (6C)	Óleo	27.209,60	171.130
Nº 7 Central (7C)	Óleo	23.322,50	146.682
Nº 8 Central (8C)	Óleo	27.207,00	171.113
Nº 2 Bombordo (2P)	Óleo	15.097,30	94.952
Nº 2 Boreste (2S)	Óleo	15.097,30	94.952
Nº 7 Bombordo (7P)	Óleo	12.831,10	80.699
Nº 7 Boreste (7S)	Óleo	12.831,10	80.699
Capacidade (100%)		254.808,80	1.602.572
Identificação	Fluido	Capacidade	
		m ³	Barris
Tanque Colisão de Vante (C)	Água de lastro	5.440,90	34.219
Nº 1 Bombordo (1P)	Água de lastro	8.239,80	51.823
Nº 1 Boreste (1S)	Água de lastro	8.239,80	51.823
Nº 4 Boreste (4S)	Água de lastro	15.237,20	95.831

(continua)

Quadro II.2.4-7 - (continuação)

IDENTIFICAÇÃO	PRODUTO QUE ARMAZENA	CAPACIDADE	
		m ³	Barris
Nº 5 Bombordo (5P)	Água de lastro	13.063,20	82.158
Nº 5 Boreste (5S)	Água de lastro	13.063,20	82.158
Nº 8 Bombordo (8P)	Água de lastro	12.527,20	78.787
Nº 8 Boreste (8S)	Água de lastro	12.527,20	78.787
Capacidade (100%)		88.338,50	555.586
Nº 3 Bombordo (3P)	Vazio	13.060,60	82.142
Nº 3 Boreste (3S)	Vazio	13.060,60	82.142
Nº 6 Bombordo (6P)	Vazio	15.237,30	95.832
Nº 6 Boreste (6S)	Vazio	15.237,30	95.832
Deep Tank (P)	Vazio	2.631,80	16.552
Deep Tank (S)	Vazio	2.666,10	16.758
Cross Bunker Tank (P)	Vazio	1.578,10	9.925
Cross Bunker Tank (S)	Vazio	1.756,30	11.046
Capacidade (100%)		65.228,10	410.229
Identificação	Fluido	Capacidade	
		m ³	Barris
Crude Fuel Storage Tank	Óleo	7.736,00	48.654
Tanque de sedimentação	Óleo	140,70	885
Capacidade (100%)		7.876,70	49.539
Identificação	Fluido	Capacidade	
		m ³	Barris
Dirty Slop (P)	Água oleosa	2.362,20	14.857
Clean Slop (S)	Água oleosa	2.362,20	14.857
Água de Produção / Off spec Tank	Água Oleosa / Petróleo	15.237,20	95.832
Capacidade (100%)		19.961,60	125.545
Identificação	Fluido	Capacidade	
		m ³	Barris
Tanque de Óleo Diesel Principal Bombordo (P)	Óleo Diesel	2.824,90	17.767
Tanque de Óleo Diesel Principal Boreste (S)	Óleo Diesel	2.824,90	17.767
Tanque de Óleo Diesel de Ré Bombordo (P)	Óleo Diesel	227,30	1.430
Tanque de Óleo Diesel de Ré Boreste (S)	Óleo Diesel	227,30	1.430
Tanque Diário de Óleo Diesel Boreste (S)	Óleo Diesel	46,90	295

(continua)

Quadro II.2.4-7 - (conclusão)

IDENTIFICAÇÃO	PRODUTO QUE ARMAZENA	CAPACIDADE	
		m ³	Barris
Capacidade (100%)		6.151,30	38.688
Identificação	Fluido	Capacidade	
		m ³	Barris
Tanque de Alimentação Bombordo	Água Destilada	130,70	822
Tanque de Alimentação Boreste	Água Destilada	153,10	963
Tanque de Ré Superior Bombordo	Água Potável	110,10	692
Tanque de Ré Inferior Bombordo	Água Potável	55,70	350
Tanque de Ré Boreste	Água Potável	165,80	1.043
Tanque de Vante Bombordo	Água Potável	676,40	4.254
Tanque de Vante Boreste	Água Potável	676,40	4.254
Tanque de Colisão de Ré	Água Potável	1.382,50	8.695
Tanque de Água de Resfriamento	Água Industrial	59,30	373
Capacidade (100%)		3.432,40	21.587
Identificação	Fluido	Capacidade	
		m ³	Barris
Tanque de Gravidade	Óleo Lubrificante	29,80	187
Tanque de Trabalho	Óleo Lubrificante	37,50	236
Tanque de Estocagem	Óleo Lubrificante	86,40	543
Tanque de Sedimentação	Óleo Lubrificante	64,60	406
Tanque de Estocagem	Óleo Lubrificante	7,50	47
Tanque de Gravidade	Óleo Lubrificante	29,80	187
Capacidade (100%)		225,80	1.420
Identificação	Fluido	Capacidade	
		m ³	Barris
Tanque de Esgoto Sanitário	Esgoto Sanitário	60,00	377
Capacidade (100%)		60,00	377

O tanque *offspec* receberá produtos fora de especificação, como água de produção com teor de óleos e graxas (TOG) superior ao limite estabelecido na Resolução CONAMA 393/2007 ou petróleo com BSW acima de 1% e salinidade acima de 570 mg/L. O conteúdo deste tanque será bombeado para um ponto a montante dos aquecedores de óleo, para fins de reprocessamento no sistema de separação e tratamento de óleo.

O tanque *Dirty Slop* receberá para tratamento:

- ★ Águas provenientes do sistema de dreno aberto de áreas classificadas dos módulos instalados no convés, sendo prevista selagem na comunicação do tanque *Dirty Slop* com os módulos. Eventualmente em caso de parada para inspeção, os fluidos poderão ser alinhados para o tanque *Clean Slop*.
- ★ Petróleo proveniente do sistema de dreno fechado dos módulos de processamento, sendo prevista dupla selagem na comunicação do tanque *Dirty Slop* com os módulos.

Os efluentes do Tanque *Dirty Slop* serão bombeados para ponto a montante dos aquecedores de óleo, para fins de reprocessamento no sistema de separação e tratamento de óleo.

O Tanque *Clean Slop* receberá águas provenientes do sistema de dreno aberto de áreas não classificadas dos módulos instalados no convés, sendo prevista selagem na comunicação do tanque *Clean Slop* com os módulos. Eventualmente em caso de parada para inspeção, os fluidos poderão ser alinhados para o tanque *Dirty Slop*.

Antes de ser descartado ao mar, o efluente do tanque *Clean Slop* é monitorado continuamente por um analisador de TOG em linha. Em caso de TOG maior que 15 mg/L, este efluente será transferido para o tanque *Dirty Slop*.

Os tanques de lastro e de armazenamento do óleo cru passarão por um processo industrial de pintura protetora. Todos os tanques de óleo possuirão sistemas medidores de nível. Um sistema de gás inerte funcionará de forma a prevenir a formação de atmosferas inflamáveis e explosivas nos tanques de armazenamento de óleo e espaços vazios, possuindo proteção contra alta pressão e formação de vácuo.

Os tanques de armazenamento de óleo cru, tanques de lastro e espaços vazios terão acessos que permitirão inspeção interna quando estiverem vazios.

Os espaços vazios serão utilizados para manutenção da reserva de estabilidade da P-63.

As tubulações dos tanques de armazenamento de óleo cru, lastro e efluentes oleosos são segregadas, a fim de evitar o contato entre os diferentes fluidos.

e) *Riser Balcony*

O *riser balcony* é uma estrutura engastada nas vigas do casco da P-63 com função de suporte das linhas flexíveis provenientes dos poços produtores e injetores e das Linhas de Transferência de Fluidos (LTF) advindas da P-61.

A interligação entre o sistema submarino de produção (ANM- Árvore de Natal Molhada) e a planta de processo da P-63 será realizada pelas linhas submarinas que chegam ao *Riser Balcony*, no lado bombordo da embarcação. Além da linha de produção, será conectada uma linha de serviço e um umbilical hidráulico e de potência para acionamento das BCSS.

A Figura II.2.4-12 ilustra o *riser balcony* a bombordo do FPSO.

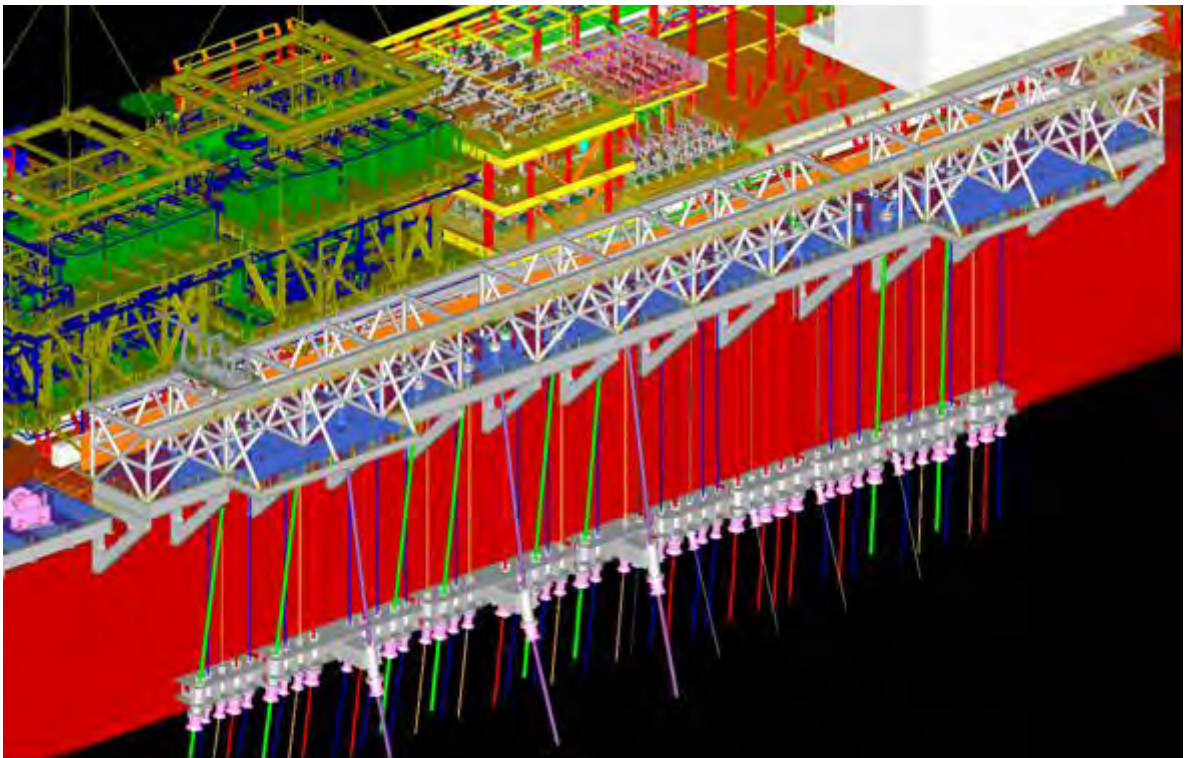


Figura II.2.4-12 - Detalhe do riser balcony.

f) *Sistema de Gás Inerte (SGI)*

Durante as operações de carregamento e descarga (*Offloading*) de óleo, um sistema de distribuição e coleta de gás inerte será utilizado para as seguintes aplicações:

- ★ Suprimento de gás inerte para os tanques de carga durante as operações de descarga (*offloading*) de óleo para o navio aliviador;
- ★ Alívio dos tanques de carga durante as operações de carregamento do óleo proveniente da planta de processo, de forma a manter a pressão interna dos tanques em valor seguro para as operações;
- ★ Ventilação dos tanques de carga durante operações de preparação para liberação para abertura, entrada, inspeção e reparos.

Durante a operação normal, será utilizado vapor como fluido de aquecimento para os sistemas de aquecimento da planta de processamento (aquecedores de produção e aquecedor de teste) e aquecimento dos tanques de carga. O vapor será produzido em geradores de vapor.

O gás inerte é proveniente dos gases de exaustão dos geradores de vapor. O teor de oxigênio do gás inerte será monitorado na sala de controle central e posteriormente direcionado aos tanques de carga.

Todas as atividades de alívio dos tanques de carga poderão ser feitas sem a interrupção das atividades de carregamento e *offloading*.

g) *Sistema de Geração de Vapor*

São previstas duas unidades geradoras de vapor com capacidade de 65 t/h, pressão de vapor de 62 barg e temperatura de 513°C (a capacidade total de geração de vapor será de 130 t/h). O vapor será dessuperaquecido e sua temperatura reduzida a 265°C para distribuição aos consumidores de calor.

h) Sistemas de Lastro

Enquanto se faz a transferência de petróleo para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenamento é reduzido, diminuindo-se assim o calado da embarcação. A fim de se manter a estabilidade e o controle de esforços na embarcação, eventualmente a bomba de lastro é colocada em operação, captando água do mar e bombeando para os tanques de lastro, dependendo da necessidade operacional.

O sistema de lastro é totalmente isolado do sistema de armazenamento do petróleo e seus tanques e bomba são totalmente independentes. Como não há nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo, o sistema não é considerado uma fonte de efluentes.

i) Sistema de propulsão

A UEP P-63 não possuirá sistema de propulsão.

j) Planta de Processamento da Produção

As facilidades de processo da P-63 serão projetadas para receber fluidos dos poços conectados a ela e a produção proveniente da P-61.

A planta de produção permite a separação do óleo, gás e água de produção, bem como o condicionamento, desidratação, compressão e reinjeção de gás no reservatório, tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água de produção para descarte no mar dentro dos parâmetros exigidos pela Legislação Ambiental.

Um sistema de injeção de produtos químicos (desemulsificante, antiespumante, aditivo de antiespumante, inibidor de incrustação, inibidor de corrosão, inibidor de hidrato, sequestrante de H₂S, sequestrante de oxigênio, biocida e polieletrólitos) será necessário para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como para manter a integridade das instalações.

Os sistemas integrantes das facilidades de processo de produção de óleo e gás da P-63 são descritos a seguir.

k) Separação e Tratamento de Óleo

O sistema de separação e tratamento de óleo consiste dos seguintes equipamentos principais:

- ★ Aquecedor de teste e separador de teste;
- ★ Preaquecedores e aquecedores de óleo;
- ★ Degaseificadores de alta e de baixa pressão;
- ★ Separadores de produção de alta e de baixa pressão;
- ★ Tratadores eletrostáticos;
- ★ Resfriador de óleo estabilizado.

A unidade P-63 terá capacidade de processar e tratar vazões máximas de 55.644 m³/dia de líquido (350.000 blpd). O dimensionamento da planta considerou os seguintes parâmetros de projeto:

- ★ Número de poços produtores: 06 (seis);
- ★ Tratamento da produção da P-61;
- ★ Temperatura de chegada do óleo: 55 a 70°C;
- ★ Teor de água e sedimento (BSW) máximo de 95%;
- ★ Capacidade da planta de processamento de óleo: 22.258 m³/d (140.000 bopd);
- ★ Capacidade da planta de tratamento de água de produção: 51.700 m³/dia (325.000 bwpd);
- ★ Capacidade da planta de tratamento de gás: 1.000.000 m³/d (condições Petrobras 20°C e 1 atm).

A produção bruta será tratada através de três estágios de tratamento. Haverá um trem de teste dedicado que consistirá de um aquecedor de teste e um separador de teste com a finalidade de testar a produção dos poços. Os fluidos provenientes dos poços satélites interligados à P-63 serão coletados no *Header* (Coletor) de produção ou no coletor de teste.

Do coletor de teste, os fluidos do poço em teste serão direcionados para o aquecedor de teste onde serão aquecidos à temperatura de 122°C, sendo encaminhados em seguida para o separador de teste para testes de produção individual dos poços. O mesmo irá operar com pressão entre 500 e 1000 kPa abs. e será dimensionado com capacidade para receber vazão máxima de 4.400 m³/d de líquido (27.676 blpd), BSW máximo de 95% (*Basic Sediment and Water* - teor de água e sedimentos) e vazão máxima de 130.000 m³/d de gás (condições padrão 15,6°C e 1 atm).

Os fluidos oriundos da P-61 que chegam na P-63 através das linhas de transferência de fluidos serão coletados no coletor de produção.

Do coletor de produção, os fluidos receberão inicialmente a injeção de produtos químicos como desemulsificante, antiespumante, aditivo de antiespumante e inibidores de corrosão e serão direcionados para os permutadores de calor óleo bruto / óleo tratado onde serão preaquecidos à temperatura de 122°C. O aquecimento é necessário para reduzir a viscosidade do fluido, minimizar a formação de espuma e facilitar a separação gravitacional água/óleo/gás.

Em seguida serão encaminhados para o degaseificador de alta pressão (primeiro estágio). O degaseificador de alta pressão é um vaso separador bifásico cujo objetivo é separar o gás do líquido. A pressão no degaseificador de alta pressão será de 1000 kPa abs.

A corrente de mistura óleo/água vinda do degaseificador de alta pressão será enviada para o separador de alta pressão onde a água livre será removida e direcionada para a planta de tratamento de água de produção. O separador de alta pressão é um vaso separador cujo objetivo é a separação líquido/líquido. A emulsão óleo/água (BSW máximo de 45%), proveniente do separador de alta pressão, será encaminhada para os permutadores de calor óleo / água de produção e aquecedores de óleo (fluido de aquecimento vapor) onde sua temperatura será elevada para 140°C. Os fluidos serão então encaminhados para tratamento no degaseificador de baixa pressão (segundo estágio), cujo gás separado será comprimido pelo compressor *booster*. A pressão no degaseificador de baixa pressão será de 500 kPa abs. O degaseificador de baixa pressão é um vaso separador bifásico cujo objetivo é separar o gás do líquido.

A corrente de líquido que sai do degaseificador de baixa pressão segue para o separador de baixa pressão onde será removida a água livre remanescente, sendo a mesma encaminhada para a planta de tratamento de água de produção. O separador de baixa pressão é um vaso separador cujo objetivo é a separação líquido/líquido. A emulsão água/óleo (BSW máximo de 20%), proveniente do separador de baixa pressão, é então bombeada para os 02 (dois) tratadores eletrostáticos (terceiro estágio) que operam em paralelo. Estes tratadores eletrostáticos operarão com pressão de 600 kPa abs e temperatura de 140°C e têm o objetivo de garantir a qualidade final do óleo, reduzindo a água contida no óleo (BSW) para valores abaixo de 1% e a salinidade para valores menores do que 570 mg/L.

Após o tratamento eletrostático, o óleo será resfriado nos permutadores de calor óleo bruto / óleo e nos resfriadores de óleo (fluido de resfriamento água industrial), medido e transferido para os tanques de carga da P-63, onde será armazenado a uma temperatura de 60°C.

A Figura II.2.4-13 apresenta o fluxograma de processo da P-63, ilustrando os sistemas de tratamento de óleo, gás e água de produção.

Figura II.2.4-13 - Fluxograma de processo da UEP P-63. (A3)

Figura II.2.4-13 - Fluxograma de processo da UEP P-63. (A3)

O Quadro II.2.4-8 apresenta as condições operacionais do processo de separação e tratamento de óleo.

Quadro II.2.4-8 - Condições operacionais do processo de separação e tratamento de óleo.

EQUIPAMENTO	TEMPERATURA DE OPERAÇÃO (°C)		PRESSÃO DE OPERAÇÃO (kPa abs)	VAZÃO DE LÍQUIDO (m ³ /d)	VAZÃO DE GÁS (m ³ /d)
	Entrada	Saída			
Aquecedor de Teste	55	122	500 - 1000	4.400	130.000
Separador de Teste	122		500 - 1000	4.400	130.000
Permutador Óleo / Óleo	55 / 140	122 / 60	1250 / 600	55.644	1.000.000
Degaseificador / Separador de Alta Pressão	122		1000	55.644	1.000.000
Permutador Óleo / Água	118 / 140	119 / 124	800 / 1000	55.644	300.000
Aquecedor de Óleo	119 / 170	140 / 170	600 / 800	55.644	300.000
Degaseificador / Separador de Baixa Pressão	140		500	55.644	300.000
Tratadores Eletrostáticos	140		600	55.644	-

1) Tratamento do Gás

A finalidade do sistema de processamento de gás é condicionar o gás associado para sua utilização como combustível para os grupos motogeradores, as caldeiras geradoras de vapor e outros consumidores, sendo o excedente injetado no reservatório através de poço injetor de gás. A utilização de gás como *gas lift* também está prevista como contingência, em caso de falha nas BCSS dos poços. O sistema de processamento de gás será constituído basicamente por três subsistemas: gás combustível, compressão de gás e desidratação de gás.

O gás advindo do degaseificador de baixa pressão será comprimido no compressor *booster* (compressor de baixa pressão) para 1000 kPa abs. A descarga de gás vinda deste compressor se junta com o gás vindo do degaseificador de alta pressão e são succionados pelo compressor de alta pressão. A pressão do gás será elevada para 30.100 kPa abs., através de 3 estágios de compressão. A fim de satisfazer o requisito do ponto de orvalho do gás de -15°C a 30.000 kPa abs, o gás vindo do compressor de alta pressão será tratado na unidade de desidratação de gás, localizada entre o segundo e terceiro

estágios de compressão. O gás, à pressão de 8050 kPa abs, passa na unidade de desidratação de gás, do tipo peneira molecular, onde tem seu conteúdo de água reduzido para atender ao ponto de orvalho, sendo então parte encaminhado para a Unidade Joule-Thompson, descrita a seguir, e parte para o terceiro estágio de compressão, onde será comprimido para 30.100 kPa abs para fins de injeção do gás excedente no reservatório, podendo também ser utilizado como gás lift após redução da pressão para 18.100 kPa abs.

O sistema de compressão de alta pressão consistirá de compressores acionados por motores elétricos e comprimirá o gás do degaseificador de alta pressão, do separador de teste e da descarga do compressor *booster*.

A desidratação será efetuada por adsorção, através da passagem do gás em vaso com leito dessecante do tipo peneira molecular, que adsorverá a umidade do gás. A unidade de desidratação será composta de 2 vasos / torres adsorvedoras / regeneradoras, cada um com 100% de capacidade.

Um vaso estará em operação no modo de adsorção, com o gás fluindo em sentido descendente através do leito de peneira molecular. O segundo vaso estará em operação no modo de regeneração através do processo de dessorção por calor. O modo de regeneração se realizará com o uso do gás de regeneração que é uma fração do gás desidratado que será comprimido, aquecido e escoado em sentido ascendente, com o objetivo de aquecer o leito de dessecante e dessorver a água.

O gás combustível utilizado nos motogeradores será proveniente da Unidade Joule-Thompson, a qual adequa as características (gás de menor peso molecular, alto teor de metano) requeridas pelos mesmos. Esta unidade separa as frações pesadas do gás de forma a produzir gás com alta concentração de metano para os motogeradores.

A unidade Joule-Thompson fornecerá também gás combustível (gás de maior peso molecular) para as caldeiras geradoras de vapor e outros consumidores, dentre eles a unidade de desidratação de gás, vasos flutuantes do sistema de tratamento de água de produção e gás de purga (vazão mínima) para o sistema de tocha.

Como alternativa para o fornecimento de gás combustível para as caldeiras geradoras de vapor e outros consumidores, está previsto um sistema de gás

combustível constituído por um vaso depurador e um aquecedor elétrico, cujo gás de alimentação advém dos vasos depuradores da sucção do primeiro estágio dos compressores de alta pressão.

A Figura II.2.4-14 apresenta o fluxograma do tratamento de gás natural da P-63.

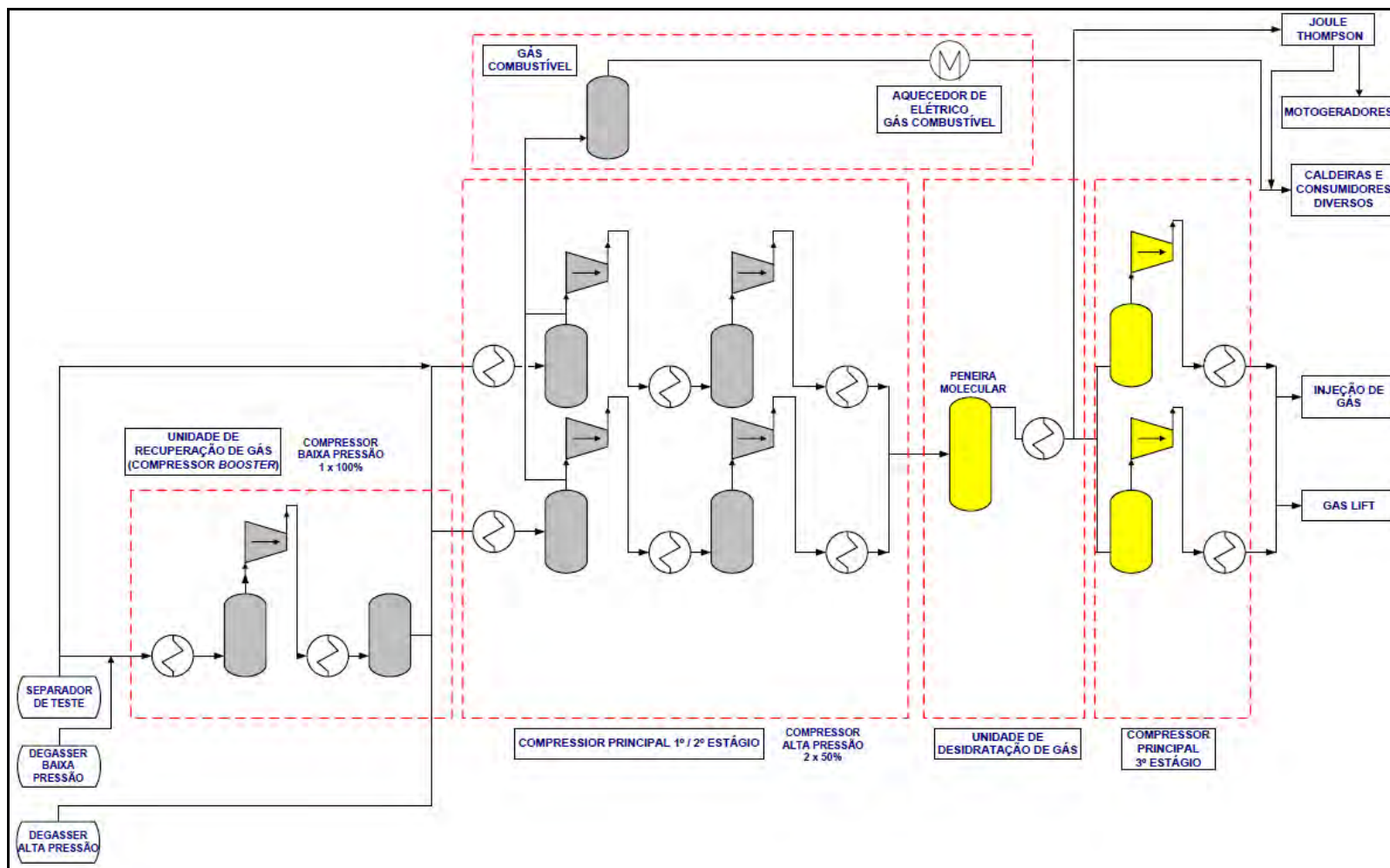


Figura II.2.4-14 - Fluxograma do tratamento de gás natural.

m) Tratamento da Água de Produção

O sistema de tratamento de água de produção da P-63 consiste dos seguintes equipamentos: hidrociclones, vasos flutuantes e resfriadores de água de produção. Este sistema tem como objetivo tratar e enquadrar a água de produção quanto ao teor de óleos e graxas antes do seu descarte no mar, em atendimento à Resolução CONAMA Nº 393/2007.

A descrição detalhada deste sistema é apresentada no item II.2.4.C, neste capítulo.

n) Sistema de Tocha e Vent

A P-63 será equipada com sistema de tocha para coletar e queimar gases residuais provenientes das válvulas de segurança, válvulas de controle de pressão, válvulas de alívio, etc. A queima de gás na tocha só ocorrerá durante as depressurizações dos equipamentos do sistema de produção, em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos.

O sistema consistirá de dois subsistemas independentes da tocha, um operando com alta pressão e outro com baixa pressão. Cada subsistema deverá ser projetado para queima contínua e emergencial e para operar simultaneamente.

Os subsistemas serão equipados para coletar e queimar adequadamente e com segurança o gás residual liberado das válvulas de segurança, válvulas de controle de pressão e válvulas *blowdown* (depressurização).

A lança (estrutura vertical de comprimento de 65 m) do sistema de tocha, do tipo multiestágios, ficará localizada na proa da P-63, com os queimadores posicionados em sua extremidade, de forma que o nível de radiação térmica em pontos específicos da P-63 seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional – vazão de gás) para pessoas e equipamentos.

O sistema possuirá um vaso para retenção de líquidos condensados e uma rede coletora que conduz os gases para os queimadores.

Em operação normal, o sistema funciona com uma vazão de apenas 125 m³/h, suficiente para manter os pilotos da tocha acesos e para a purga dos

coletores. No caso de parada de emergência da planta de processo, o gás existente nas linhas e equipamentos será despressurizado para ser queimado na tocha. Este procedimento inicia-se com vazão de 1.000.000 m³/d, reduzindo-se até zero.

Está previsto um sistema alternativo somente para a manutenção do sistema piloto da tocha através da utilização de cilindros de gás (GLP ou propano). A utilização destes somente ocorrerá quando não houver produção de gás suficiente para o sistema piloto da tocha.

Para a mesma situação (produção de gás insuficiente), é previsto o uso de nitrogênio (N₂) para purga dos coletores.

A Figura II.2.4-15 traz uma representação esquemática do sistema de tocha.

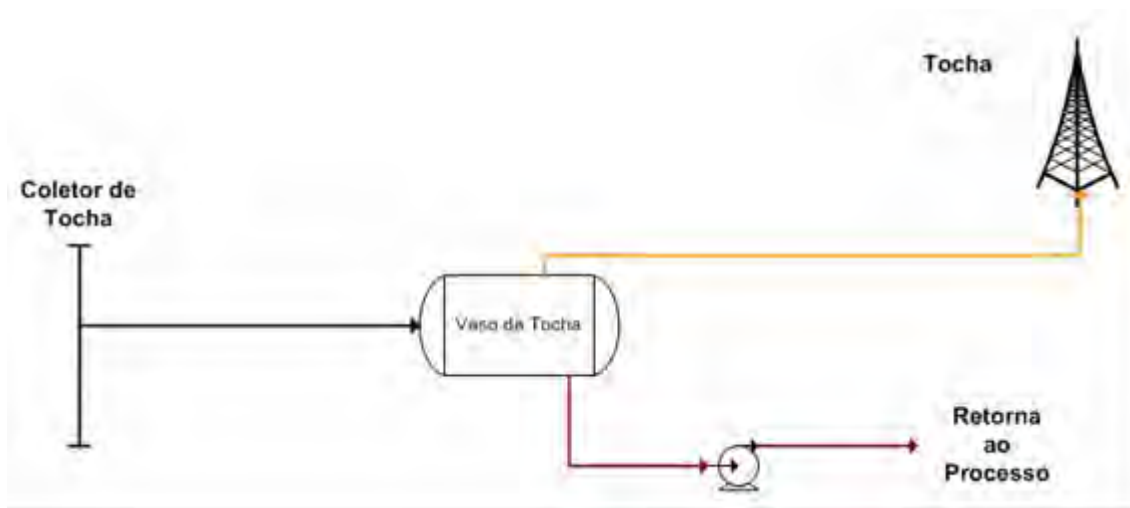


Figura II.2.4-15 - Fluxograma esquemático do sistema de tocha.

o) Sistema de Transferência de Óleo

O escoamento do óleo tratado e estocado na P-63 será através de navios aliviadores *in tandem* com a unidade, isto é, alinhando a proa da P-63 com a proa do navio aliviador.

Os navios aliviadores (petroleiros) são providos de sistema de posicionamento dinâmico (DP) ou de amarração no sistema convencional. A utilização de aliviadores tipo DP é recomendada, uma vez que são reduzidos consideravelmente os riscos de sua colisão com os *risers* ou o costado do FPSO.

A operação de transferência de carga será feita periodicamente, ficando o aliviador a uma distância de cerca de 150 metros da P-63. As ações dos ventos predominantes, vindo de norte e nordeste, e das correntes, indo para sul e sudoeste, contribuirão para manter o afastamento do aliviador em relação à P-63, tornando a operação segura.

A transferência de óleo entre os tanques de carga da P-63 e o navio aliviador (*offloading*) ocorrerá através de bombas dedicadas. Serão utilizados três conjuntos de bombas centrífugas acionadas por motores elétricos. As bombas possuem vazão de bombeio de aproximadamente 3.000 m³/h cada, sendo que a vazão total máxima é de 5.300 m³/h, de forma a permitir que as operações de transferência de óleo (*offloading*) sejam executadas em um período de até 30 horas. O óleo é bombeado através de uma estação de medição e segue para o navio aliviador através de mangotes flutuantes de 20" de diâmetro e comprimento de aproximadamente 230 metros, classe de pressão de 300 psi, com reforço especial nas duas extremidades.

O procedimento operacional consiste das manobras de amarração, conexão, transferência (*offloading*), desconexão e desamarração, sendo que todas as operações são devidamente acompanhadas pela equipe de embarcação, a fim de manter o conjunto de ações operacionais para evitar vazamento de óleo ao mar.

As operações de amarração e desamarração, por segurança operacional, serão efetuadas à luz do dia e com boa visibilidade, com início previsto para até 5 (cinco) horas antes do pôr do sol. O sistema de amarração será convencional com cabo *hawser*.

São consideradas como seguras as manobras de amarração até os seguintes limites médios de condições ambientais: ventos – 20 nós, ondas - 3,5 metros e correntes – 2 nós. Finalmente, sob forte chuva e/ou tempestade de relâmpago, as operações de transferência serão interrompidas e as demais manobras adiadas ou completadas.

O Quadro II.2.4-9 apresenta algumas características da operação de transferência de óleo.

Quadro II.2.4-9 - Características da operação de transferência de óleo (offloading).

PARÂMETROS DE OPERAÇÃO	VALOR
Distância entre o aliviador e a P-63	150 m
Taxa de transferência	5.300 m ³ /h, tempo máximo de 30 h
Frequência máxima esperada	32 operações por ano

Os mangotes possuem dupla carcaça, pressão de trabalho de 300 psi, com sensor de rompimento da carcaça interna e podem ser recolhidos e armazenados em carretéis, localizado na proa do navio, conforme a Figura II.2.4-16.



Figura II.2.4-16 - Sistema de mangotes de offloading instalado na proa de uma unidade do tipo FPSO.

O mangote de *offloading* é equipado, em uma extremidade, com válvula automática que só pode ser aberta para permitir o fluxo depois de estar corretamente conectada ao flange fixo, localizado no lado do navio aliviador. Um acoplamento de desengate rápido de alta confiabilidade é instalado nesta extremidade da mangueira para permitir a sua rápida liberação em caso de emergência.

Para garantir a segurança da operação, existe também um sistema de detecção de vazamentos que se baseia na comparação instantânea das vazões medidas na saída da P-63 e na chegada do aliviador. Em caso de variações entre os valores, a operação é interrompida imediatamente. Para assegurar que quaisquer problemas eventuais sejam prontamente identificados, interrompendo-se a transferência de petróleo, a operação é acompanhada permanentemente por uma pessoa em cada estação.

Ao final da operação de transferência de óleo, o mangote passará por um processo de lavagem para remoção do óleo interior. Esse processo consistirá no bombeio de água pelo mangote num regime de fluxo turbulento, no sentido da P-63 para o navio aliviador. A água bombeada para limpeza do mangote será enviada para o *Slop Tank* do navio aliviador e o mangote recolhido para a P-63.

Ao final do *offloading*, o mangote é recolhido e mantido na P-63 até a próxima operação e o navio aliviador encaminha o óleo para os terminais de recebimento em terra.

Antes da operação de transferência do óleo produzido, serão efetuados testes de estanqueidade no mangote a ser utilizado. A transferência é realizada com o sistema de gás inerte ligado, mantendo a pressão de trabalho e teor de O₂ nos tanques em níveis normais de operação e segurança. Encerrada a operação, dá-se início à limpeza do mangote. Tanto o teste de estanqueidade como o de limpeza do mangote serão feitos através do sistema de água de lavagem e serviços gerais, sendo o fluxo direcionado para o tanque *slop* do navio aliviador.

Os navios aliviadores têm capacidade prevista de 150.000 m³ tipo Suezmax e operarão atracados *in tandem* com a P-63.

A operação de descarregamento ocorre periodicamente, com uma taxa de 5300 m³/h e duração de até 30 horas. Haverá a necessidade de uma embarcação de apoio para fazer o manuseio dos mangotes flutuantes para a conexão no navio aliviador.

A Figura II.2.4-17 ilustra o método de escoamento de produção proposto.



Figura II.2.4-17 - Tipo de escoamento da produção proposto para o Campo.

p) Sistema de Geração de Energia

O sistema de geração de energia da P-63 consistirá de seis (6) grupos de motogeradores tricombustível (gás / petróleo / diesel), sendo um (1) grupo gerador em condição de reserva, dois (2) grupos motogeradores essenciais a diesel e um (1) grupo motogerador de emergência a diesel para atendimento às cargas de emergência.

Os seis (6) motogeradores tricombustível possuem capacidade de 17.100 kW, 13.800 V em 60 Hz, estão localizados nos módulos M91, M92 e M93 no convés principal da P-63 e fornecerão toda a energia à unidade, em condição normal de operação.

Os dois (2) motogeradores essenciais a diesel possuem capacidade de 1.800 kW, 480 V em 60 Hz, estão localizados na sala de máquinas e fornecerão energia para partida da geração principal e atendimento às cargas de sustentação de vida da unidade e cargas essenciais à planta de processo.

O gerador de emergência a diesel possui capacidade de 1.800 kW, 480 V em 60 Hz, está localizado a ré na superestrutura e fornecerá energia para os

sistemas críticos que necessitam estar operacionais durante as situações de emergência.

Os motogeradores estão previstos para operar preferencialmente com gás combustível. Contudo, na partida da unidade de produção, será necessário o uso de diesel até a estabilização da produção de gás. A energia necessária para atender as facilidades de produção, utilidades, embarcação será proveniente dos motogeradores.

O sistema principal de geração de energia estará adequado ao atendimento da demanda elétrica requerida e terá topologia em conformidade com a Norma API RP 540 (*Electrical Installations in Petroleum Processing Plants*) para sistema de alta confiabilidade.

A utilização de combustíveis será flexível e garantirá autonomia na geração principal com possível utilização de gás natural (principal), petróleo (reserva) e óleo diesel (contingência).

q) Operações de Pigging

A planta de produção será equipada com lançadores de *pig* localizados no *riser balcony*. Estes equipamentos permitem a realização de operações de passagem de *pig* (*pigging*) nas linhas de fluxo. Tais operações visam originalmente remover acúmulos de resíduos (sulfato de bário, parafina, asfaltenos, etc.) e de líquidos do interior das linhas de produção que podem ocorrer devido a algumas particularidades associadas ao óleo (alta viscosidade), evitando a perda de produção.

As operações de *pigging* são realizadas por ação de dispositivos de vários tipos, chamados *pigs*, de acordo com o objetivo da operação: *pig* com escovas circunferenciais, *pigs* geométricos, *pigs standard* (esferas), espuma, etc.

A fase sólida juntamente com o *pig* é armazenada em tambores sendo destinada conforme o Programa de Gerenciamento de Resíduos.

Estes dispositivos são enviados a partir do lançador de *pig* pela linha de *gas lift* e deslocados por injeção de diesel, água ou gás até a árvore de natal no fundo do mar onde, através de uma válvula (*pig cross-over*), são direcionados para a linha de produção, retornando ao recebedor de *pig* e trazendo consigo os

resíduos do interior da linha. Os resíduos remanescentes na câmara do receptor de *pig* são raspados para uma bacia coletora onde a fase líquida é direcionada para o sistema de drenagem aberta de hidrocarbonetos.

A distância do poço à P-63 e entre as unidades, a taxa de formação de depósito, as características de isolamento térmico das linhas de produção e as condições operacionais influenciam a escolha do tipo de *pig* e a frequência da operação. As operações de *pigging* podem também ser de natureza preventiva e de preparação para a inspeção da integridade das paredes das linhas (identificar mossas, ovalizações e dobras).

r) Sistema de Recebimento de Óleo Diesel

O óleo diesel consumido na P-63 será fornecido por embarcações de serviço, através de pontos de recebimento de diesel, localizados a ré, lado Boreste.

Estes pontos de recebimento estarão equipados com conexões, linhas flexíveis e linhas rígidas. As operações são realizadas seguindo procedimentos para garantir a segurança.

A P-63 será provida de tanques de armazenamento de óleo diesel, com capacidades informadas no Quadro II.2.4-7. Todos os tanques serão dotados de controle de nível para evitar transbordamentos.

Nas operações de transferência, será transferido, a partir de embarcações de apoio, cerca de 46 m³ a 6000 m³ de óleo diesel. Considerando que o consumo de óleo diesel previsto para a unidade é em torno de 98 m³/d, dependendo das condições operacionais, sua autonomia será de aproximadamente 07 dias.

A transferência de óleo diesel para a P-63 ocorrerá através de uma mangueira de 4" com flutuadores, de modo a impedir que a mesma fique submersa. O engate da mangueira ao barco de abastecimento é realizado através de um acoplamento *camlock*, que permite que o mangote seja desconectado rapidamente em caso de vazamentos. A bordo da P-63, a mangueira será conectada via medidor de fluxo. A transferência de óleo diesel para os tanques é controlada por válvulas na linha de transferência imediatamente adjacentes aos tanques.

O diesel recebido passa pelo sistema de purificação antes de seguir para os tanques de serviço (ou tanque de consumo) de diesel. Este sistema de purificação é composto de bombas e purificadores.

O sistema dispõe de 02X100% bombas de transferência de diesel, com vazão de 88 m³/h cada e pressão nominal de 12 Kg/cm² cada.

O diesel será utilizado para abastecimento dos seguintes equipamentos: geradores de energia, guindastes, bombas de incêndio, baleeiras, entre outros.

s) *Sistema de fornecimento de água*

A água a ser utilizada na P-63 será produzida em 03 unidades dessalinizadoras do tipo evaporador, que utilizam a água do mar como matéria-prima. Possuirão capacidade de produzir 65 m³/d de água cada, resultando em uma capacidade total de 195 m³/d, o que é suficiente para suprir as necessidades, não demandando o abastecimento de água do continente, via rebocadores.

Após a produção desta água, parte será ainda adequada para o consumo humano (clorada e mineralizada) e parte será utilizada para consumo industrial.

O sistema de captação de água do mar foi projetado para atender aos sistemas de geração de água potável, água de injeção, água de serviço, trocadores do sistema fechado de água de resfriamento, circuito fechado de água de resfriamento, circuito fechado de água de aquecimento e sistema de combate a incêndio.

A Figura II.2.4-18 apresenta o diagrama esquemático do sistema de captação de água do mar e os sistemas atendidos em P-63.

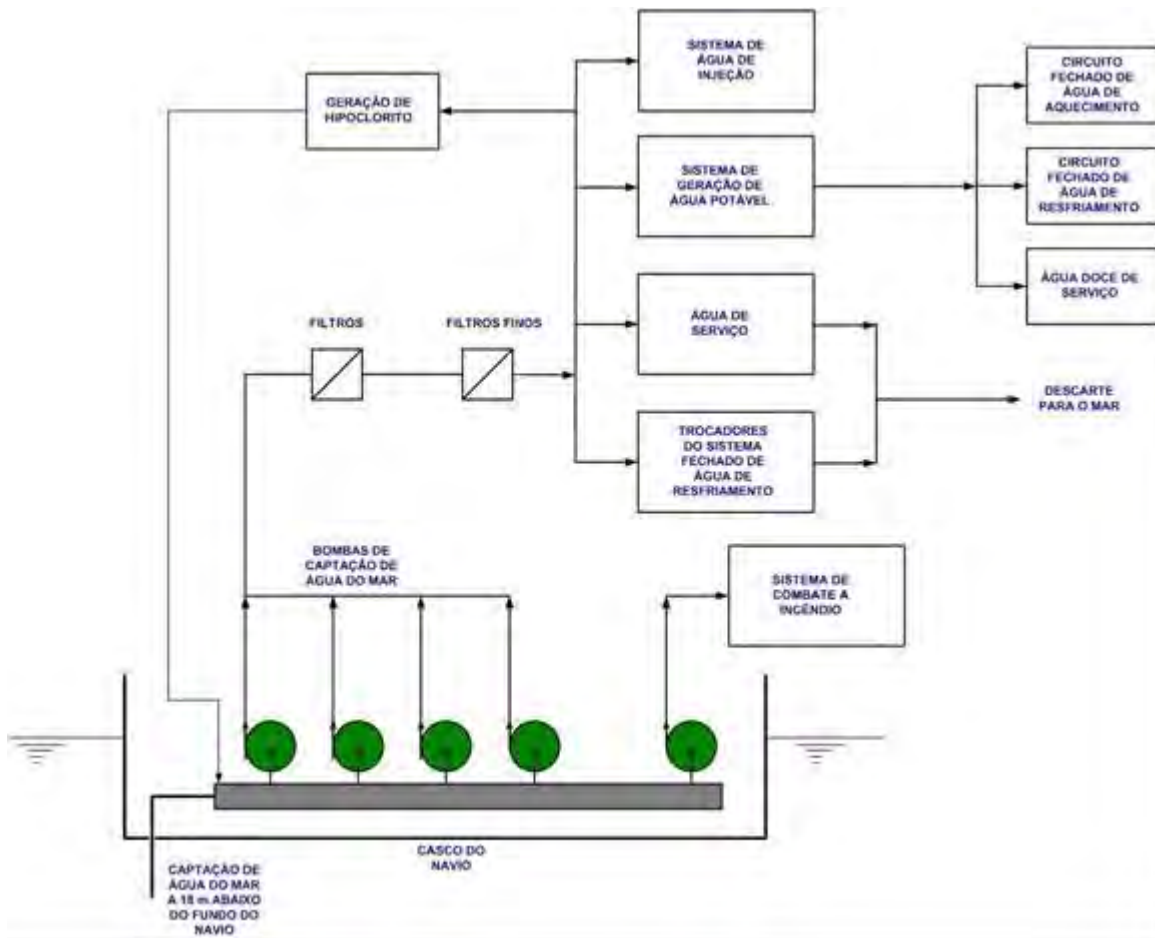


Figura II.2.4-18 - Diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas consumidores de P-63.

t) *Sistema de Injeção de Produtos Químicos*

Estão previstas facilidades para injeção de produtos químicos como desemulsificante, antiespumante, aditivo de antiespumante, inibidor de incrustação, inibidor de corrosão, inibidor de hidrato, sequestrante de H₂S, sequestrante de oxigênio, biocida e polieletrólitos nos poços e na planta de processo, utilizando-se tanques de armazenamento e bombas de injeção.

u) *Sistema de Injeção de Fluidos (Água do Mar e Água Viscosificada)*

- *Sistema de Injeção de Água do Mar – Unidade de Remoção de Sulfatos*

A recuperação secundária da produção das áreas dos Reservatórios Cretáceo e Eoceno será realizada por meio de injeção de água do mar. Desta forma, a P-63 será dotada de sistema de injeção de água, cuja finalidade é o fornecimento de água do mar tratada para a injeção no reservatório, a fim de evitar que a pressão dos fluidos do reservatório caia abaixo da pressão de saturação e também para aumentar o fator de recuperação.

O tratamento da água a ser injetada consiste, basicamente, em se ajustar determinados parâmetros físicos, químicos e microbiológicos, com vistas a evitar problemas operacionais e de segurança, tais como corrosão de equipamentos e tubulações, formação de incrustação, geração de gases perigosos em áreas confinadas, etc.

Os primeiros componentes do sistema de Injeção são as bombas de captação. A água do mar será captada através de um tubulão em profundidade de 18 m abaixo do fundo do navio, a fim de se minimizar a influência de material particulado e microrganismos. Uma quantidade de água captada será para atender o sistema de injeção de água e outra será destinada a outros consumidores.

Posteriormente, a água será clorada. O cloro ativo será gerado por um pacote de geração de hipoclorito e injetado próximo à sucção da bomba para controle de microrganismos e, então, direcionada para um processo de filtragem grossa e fina, que será fornecido a fim de garantir a qualidade da água de alimentação para as membranas do sistema de remoção de sulfato.

Desta forma, o módulo de processamento de água de injeção contempla, além dos equipamentos convencionais, uma Unidade de Remoção de Sulfato (URS). Esta URS, com capacidade para prover até 54.054 m³/d de água dessulfatada, será instalada a montante da torre desaeradora de água e atenderá toda capacidade de injeção de água do mar, para prevenir a formação de incrustação por sulfato no sistema de produção e nos reservatórios.

O sistema de remoção de sulfato será composto por bombas de alimentação, unidades de membrana, sistema de dosagem química, sistema de limpeza de membrana e painel de controle de processo. As unidades de membrana reduzem a concentração de sulfato da água do mar pelo mecanismo de nanofiltração e uma parcela desta água, (25% do fluxo total de água que entra na unidade), que totaliza 18.018 m³/d, classificada como rejeito do processo (que concentra o sulfato removido e os produtos químicos que não permeiam a membrana) será descartada diretamente no mar.

Antes da passagem da água captada pelas membranas sintéticas removedoras de sulfato, ocorrerá a dosagem de 20 ppm de sequestrante de cloro (NaHSO₃) de forma contínua para evitar que o cloro danifique as membranas da unidade.

Para prevenir a precipitação de sais solúveis na superfície da membrana e formação de biofilme microbiano, serão adicionados na água 06 ppm de inibidor de incrustação de forma contínua e 200 ppm de um biocida 02 vezes por semana durante 01 h, antes desta entrar no sistema.

A partir da URS, a água será encaminhada para a torre desaeradora, onde o teor de oxigênio na água do mar será reduzido. A desaeração da água do mar será feita através de um processo de desaeração com bombas de vácuo.

A água do mar desaerada é coletada em um vaso de retenção (integrado à torre desaeradora) onde são adicionados sequestrante de oxigênio, cloro e biocida.

A água do mar filtrada, desaerada e com baixo teor de sulfato é injetada nos poços de injeção de água através das bombas de injeção.

A Figura II.2.4-19 apresenta o fluxograma do sistema de injeção de água do mar.

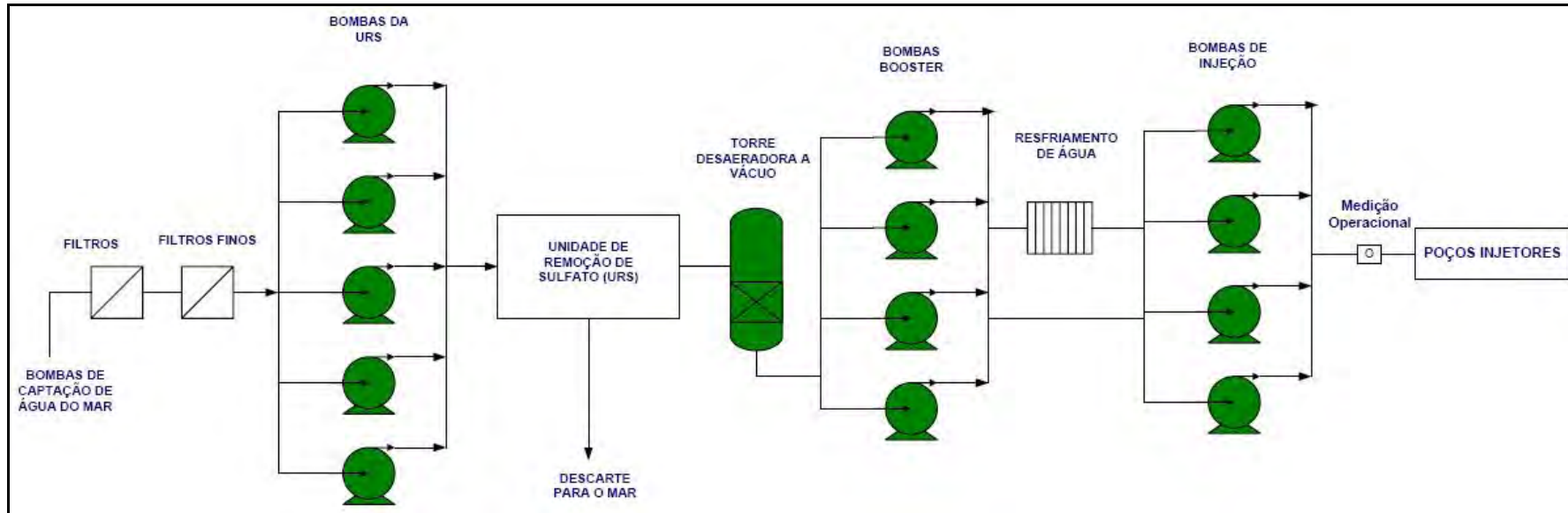


Figura II.2.4-19 - Fluxograma do sistema de injeção de água do mar.

- *Sistema de Injeção de Água Viscosificada*

É previsto que dois anos após o início da produção do Campo de Papa-Terra sejam realizadas instalação e operação de uma planta piloto de injeção de água viscosificada.

O objetivo desta planta é produzir uma solução polimérica (água do mar desaerada misturada com um polímero a ser definido) para ser injetada no reservatório, em período determinado, para testar a efetividade deste método de recuperação secundária (efeito do aumento da viscosidade da água de injeção no fator de recuperação do petróleo).

Em caso de sucesso nos resultados obtidos com a planta piloto, poderá ser implantada uma planta definitiva de injeção de água viscosificada.

- v) *Laboratório de Análises Químicas*

A P-63 possuirá um laboratório de análises químicas localizado a ré, lado bombordo, próximo ao módulo de geração de energia elétrica, cuja estrutura foi preparada para monitorar a qualidade do petróleo produzido, da água descartada, da água doce, bem como outras análises que permitem a perfeita monitoração de todos os processos.

As principais análises a serem realizadas são: BSW, densidade, viscosidade, teor de areia, salinidade, pH, cloro residual.

- w) *Lavanderia*

A lavanderia, localizada no interior das acomodações da plataforma, estará equipada para atender toda a tripulação, com máquinas de lavar e máquinas de secar.

Os macacões de trabalho serão lavados e armazenados separadamente das roupas utilizadas dentro do casario.

Campo de Maromba

O sistema de produção proposto para o desenvolvimento do Campo de Maromba (Módulo 1 e TLD) prevê a utilização de uma unidade estacionária flutuante (UEP) do tipo FPSO, capaz de produzir, processar, armazenar e transferir o óleo armazenado. Esta UEP deverá atender, no mínimo, as seguintes características:

- ★ Capacidade de processar e tratar 16.000 m³/d (100.000 barris de óleo/dia) e 27,000 m³/d (170.000 barris de líquido por dia);
- ★ Capacidade de compressão de 600.000 Nm³/d de gás (a 20°C e 101,3 kPa) e estocagem de 1.600.000 barris de óleo.

Embora o desenvolvimento deste Campo faça parte do objeto deste EIA/RIMA, o projeto de produção e exploração ainda encontra-se na fase de planejamento. Considerando que o FPSO a ser utilizado no desenvolvimento deste Campo ainda não foi definido, a descrição desta UEP será fornecida em estudo complementar futuro que irá subsidiar a licença de instalação.

Seguindo o modelo de outras UEP habitadas, estão previstas facilidades como 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 unidade possuirá ainda ponte (sala) de comando, vestiário, banheiros, oficinas, sala de baterias e sistema de *no break*, almoxarifados, gerador de emergência, sistema de gás inerte, ventilação da casa de máquinas, bote de resgate, sala de CO₂, turbocompressores, módulo de utilidades (água de resfriamento e aquecimento), áreas de movimentação de cargas, guindastes, baleeiras e balsas infláveis.

Os principais módulos de uma unidade de produção do tipo FPSO são os seguintes:

- ★ Módulo de Separação e Teste de Poço;

- ★ Módulo de Tratamento Eletrostático;
- ★ Módulo de Compressão de Gás;
- ★ Módulo de Desidratação de Gás;
- ★ Módulo de Desaeração e Filtração de Água de Injeção;
- ★ Módulo de Injeção de Água;
- ★ Módulo de Facilidades;
- ★ Módulo de Geração de Energia Elétrica;
- ★ Sala de Distribuição de Energia para os Equipamentos;
- ★ Unidade de Injeção Química;
- ★ Módulo do Sistema de Tocha;
- ★ Laboratório;
- ★ Módulo de Medição Fiscal;
- ★ Queimador de Gás (Tocha).

O Quadro II.2.4-10 apresenta as principais características de outra UEP com características e capacidades similares.

Quadro II.2.4-10 - Características de uma UEP do tipo FPSO.

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Nome	NÃO DEFINIDO
Ancoragem	<i>Turret ou Spread Mooring</i>
Comprimento Total	343,00 metros
Boca moldada	51,90 metros
Pontal (altura até convés principal)	27,30 metros
Calado máximo	20,00 metros
Deslocamento	256.712 ton
Altura do queimador - flare	72,00 metros
Capacidade total dos tanques de armazenamento de óleo cru	1.600.000 bbl
Guindaste de convés	Três guindastes de 15,0 t e 7,0 t
Sistema de geração de energia	3 moto geradores duplo combustível (gás/diesel) de 2 MW cada 2 geradores auxiliares a diesel de 0,96 MW cada 1 gerador de emergência de 572 KW
Unidade de Tratamento de Esgotos	Princípio de tratamento: lodo ativado com sistema de aeração suspensa Capacidade: 12,20 m ³ /dia (100 pessoas)

(continua)

Quadro II.2.4-10 - (conclusão)

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Unidade de Tratamento de Água de Produção	Capacidade de tratamento: 23.000 m ³ /d Equipamentos: resfriador, hidrociclones e flutador
Capacidade de Produção	8 poços produtores satélites (produzindo por BCSS) + 1 espera Processamento de óleo: 16.000 m ³ /d (100.000 bdp) Capacidade de processamento de gás: 600.000 Nm ³ /d
Capacidade de Alojamento	100 pessoas
Heliponto	Dimensão 22,2 X 22,2 m formato octogonal Helicóptero: Sikorski – S-61 N Sem facilidades de reabastecimento
Salvatagem	1 bote de resgate para 6 passageiros 8 balsas infláveis para 25 passageiros cada 2 baleeiras para 100 pessoas cada
Caldeiras	3 caldeiras, capacidade de 25 t/h de vapor cada Pressão normal de trabalho: 16 bar Temperatura da água de alimentação: 70°C

Para o dimensionamento da planta foram consideradas as seguintes condições de projeto:

- * 1 trem de separação e tratamento e 1 trem de teste;
- * Temperatura de chegada dos poços: 50,0°C;
- * Variação de densidade do óleo: 16,0 a 17,96°API;
- * Lâmina d'água da UEP: até 150 m;
- * 8 poços produtores operantes e mais 1 em espera;
- * Capacidade de estocagem de óleo: 1.600.000 bbl;
- * Capacidade de tratamento de água produzida: 23.000 m³/d;
- * Capacidade máxima de *gas lift*: 150.000 m³/d (a 20°C e 101,3 kPa);
- * Capacidade de compressão de gás: 1un x 600.000 Nm³/d (a 20°C e 101,3 kPa);
- * Consumo de gás: 450.000 m³/d;



Figura II.2.4-20 - Vista de UEP do tipo FPSO.

a) *Riser Balcony*

Não há definição do tipo de ancoragem. Em caso de utilização do sistema de ancoragem *Spread Mooring*, o FPSO terá *riser balcony*. Este sistema é a área do convés do FPSO onde se encontram os coletores de produção e linha de serviço, além dos sistemas de conexão das linhas flexíveis (*risers*).

A interligação entre o sistema submarino (ANMH, Árvore de Natal Molhada Horizontal) e a planta de processo do FPSO é realizada pelas linhas submarinas que chegam a bombordo da embarcação. Além das linhas de produção, serão conectadas uma linha de serviço e os umbilicais hidráulicos, além do cabo de potência da BCSS para cada linha de produção.

b) *Turret*

Conforme descrito anteriormente, não há definição do tipo de ancoragem. Em caso de utilização do sistema de ancoragem *Single Point Mooring (Turret)* este

sistema será uma estrutura cilíndrica, instalada na proa do casco, na qual são conectadas as linhas de ancoragem e linhas flexíveis que chegam ou saem do FPSO. Tem a função de permitir o livre giro do FPSO, de forma que ele se alinhe com a resultante das forças ambientais, reduzindo com isso os esforços sobre o sistema de ancoragem. O contato entre o casco do FPSO e o *Turret* ocorre por meio de mancal de sustentação vertical, na parte superior, e mancal radial, na parte inferior. A Figura II.2.4-21 mostra uma vista geral da estrutura de *Turret* de referência. O Quadro II.2.4-11 apresenta dados de *Turret* de referência.

Quadro II.2.4-11 - Dados de turret de referência.

TURRET	
Diâmetro	24,00 m
Elevação (m)	
Elevação Convés Superior	48,00
Elevação Convés Inferior	43,00
Elevação do Convés de Equipamento	36,00
Elevação do Convés dos Guinchos de Conexão e ancoragem	23,50
Elevação Total	74,45

Obs.: A elevação zero de referência é a linha do fundo do FPSO.



Figura II.2.4-21 - Vista isométrica preliminar da estrutura inferior e superior do turret.

c) *Manifolds*

As linhas de produção dos poços conectam-se ao FPSO através de *Riser Balcony* ou *Turret*, dependendo do sistema de ancoragem escolhido. A partir destes sistemas serão instalados os coletores denominados *manifolds* de

produção, que recebem o fluxo proveniente da linha de produção de cada poço. Haverá também um *manifold* para teste individual de produção dos poços.

A partir do *manifold*, o petróleo seguirá para a planta de processamento de óleo e gás.

d) *Processamento de Óleo e Gás*

O processamento do óleo será realizado através de 1 trem de separação constituído de bateria de preaquecedores, aquecedor de produção, separador de primeiro estágio, aquecedor de produção, separador de segundo estágio e tratador eletrostático.

O óleo proveniente dos poços produtores passará por *manifolds* de produção, em direção aos preaquecedores, aquecedor de produção e em seguida para o separador de primeiro estágio para remoção da água livre. A pressão de operação no vaso separador será de 900 kPa. O gás liberado nesta etapa será direcionado para a unidade de compressão.

Em seguida, os fluidos seguem para o próximo aquecedor de produção para elevar a temperatura para 140°C, seguindo o separador de segundo estágio com pressão de operação de 500 kPa.

O terceiro estágio de separação é o tratador eletrostático que tem o objetivo de especificar o óleo com BSW abaixo de 1% e salinidade menor do que 570 mg/L, segundo requisitos da ANP.

O óleo proveniente do tratador eletrostático, enquadrado nas especificações da ANP, será bombeado para os tanques de carga, passando antes por um trocador de calor de placas para reduzir a temperatura de 140°C para 50°C. A energia térmica do óleo tratado será utilizada para aquecer o óleo proveniente dos poços.

Parte do gás efluente dos vasos separadores seguirá para o vaso depurador, que tem como finalidade retirar as partículas de líquido arrastadas pelo gás, a fim de evitar a presença de líquido no sistema de compressão e gás combustível.

A Figura II.2.4-22 ilustra o processo de separação com os equipamentos principais.

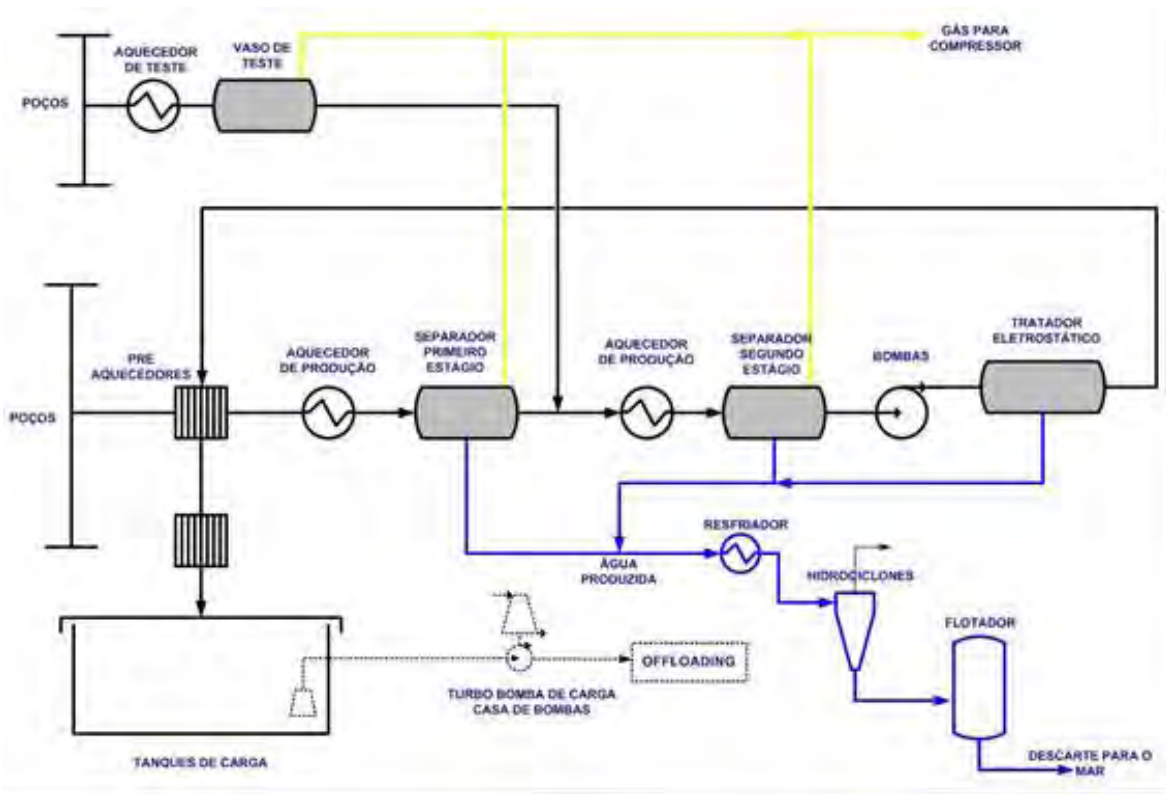


Figura II.2.4-22 - Diagrama simplificado da planta de tratamento de óleo, gás e água.

e) Tratamento de Águas de Produção

A água proveniente dos separadores de água livre, separadores e tratadores eletrostáticos será encaminhada para o sistema de tratamento que está projetado para ser composto de resfriadores, baterias de hidrociclones e flotor. O sistema de tratamento da água de produção será projetado para atender a legislação vigente.

A Figura II.2.4-23 mostra um diagrama simplificado de uma planta de tratamento de águas de produção.

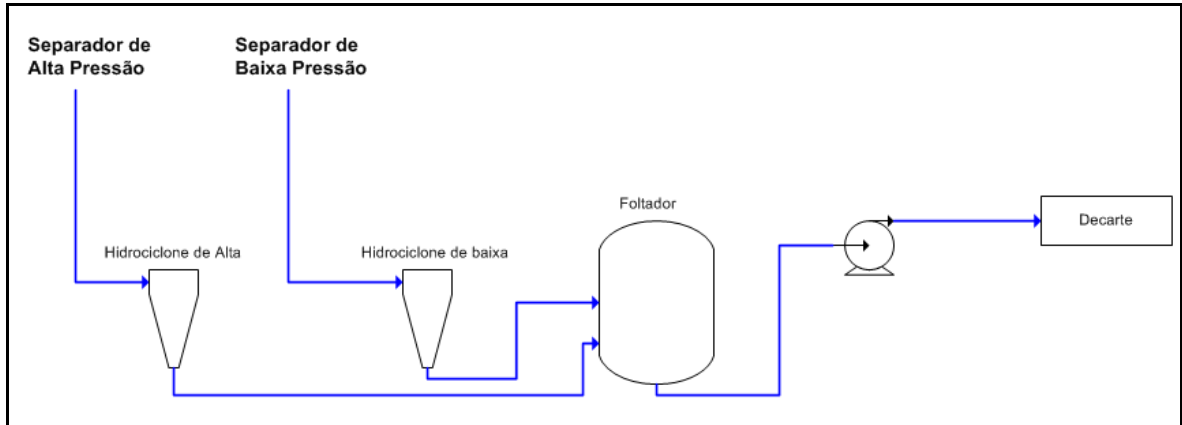


Figura II.2.4-23 - Diagrama simplificado da planta de tratamento de águas de produção.

f) Movimentação de Gás

O gás oriundo do processo de separação e do sistema de recuperação de vapor será utilizado principalmente como gás combustível (450.000 m³/d) e o excedente será injetado em poço para recuperação posterior. O gás também será utilizado para elevação por *gas lift*, como contingência (150.000 m³/d por poço).

g) Sistema de Depuração de Gás

O sistema tem como finalidade retirar as partículas de líquido arrastadas pelo gás, a fim de evitar a presença de líquido nos sistemas de compressão e de gás combustível, contando com vasos para retenção de condensado.

A capacidade do depurador será de 600.000 m³/d de gás (a 20°C e 101,3 kPa) e atenderá as necessidades para o Campo de Maromba. O condensado será enviado para o vaso *slop*.

h) Sistema Principal de Compressão

Parte do fluxo de gás oriundo do depurador será encaminhado ao sistema de compressão de *gas lift* / injeção de gás / combustível. O sistema será composto por uma unidade de compressão com capacidade de movimentação de 600.000 m³/d (a 20°C e 101,3 kPa). O compressor será de 3 estágios, operando com pressão de descarga de 30.000 kPa.

i) Sistema de Tratamento de Gás

O gás oriundo do último estágio de compressão 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 *gas lift* e para injeção em reservatório.

A unidade de desidratação será dimensionada para uma vazão de 600.000 m³/d de gás (a 20°C e 101,3 kPa).

j) Sistema de Recuperação de Vapor

O gás liberado nos vasos separadores de primeiro e segundo estágios será resfriado e encaminhado para um vaso com capacidade de 600.000 m³/d (a 20°C e 101,3 kPa), para retirada de condensado e enviado posteriormente para o compressor de recuperação de vapor para atingir a pressão de sucção do sistema principal de compressão.

k) Sistema de Gás Combustível

No sistema de gás combustível, uma fração do fluxo de descarga do gás efluente do compressor principal é submetida a uma quebra de pressão com a finalidade de especificá-lo quanto à pressão de operação das máquinas a serem alimentadas, à alta pressão e à baixa pressão. Em seguida, o gás deverá passar por processo de resfriamento.

l) Sistema de Tocha

Este sistema tem a finalidade de coletar todos os alívios de segurança da planta de processo, todos os gases residuais que sejam liberados de válvulas de segurança de sobrepressão (PSV), válvulas de sangria *blowdown valves* (BDV, etc), conduzindo-os para queima em local seguro e sem emissão de fumaça, durante a operação normal ou em situações de emergência.

O sistema será projetado para ser constituído por 02 (dois) subsistemas independentes, um de alta e outro de baixa pressão, possuindo cada, um vaso para retenção de condensados e uma rede que conduz os gases a uma única torre vertical, onde os queimadores de alta e baixa pressão estarão instalados.

O queimador, planejado para baixas emissões de NOx, será projetado de modo a garantir que os limites de exposição à radiação a curto e médio prazos não sejam ultrapassados sob todas as condições operacionais (embora seja previsto que durante a operação normal somente o piloto dos queimadores seja mantido acesso).

Três sistemas de ventilação independentes estão projetados para serem fornecidos para recolher gases a baixa pressão (próximo à pressão atmosférica) e gases de ventilação de forma segura:

- ★ Um para a planta de processo;
- ★ Um para coletar os gases de ventilação de tanques de carga; e
- ★ Um para torre e *risers*, se um único ponto de amarração for adotado.

A Figura II.2.4-24 apresenta um diagrama simplificado de sistema de tocha de uma plataforma.

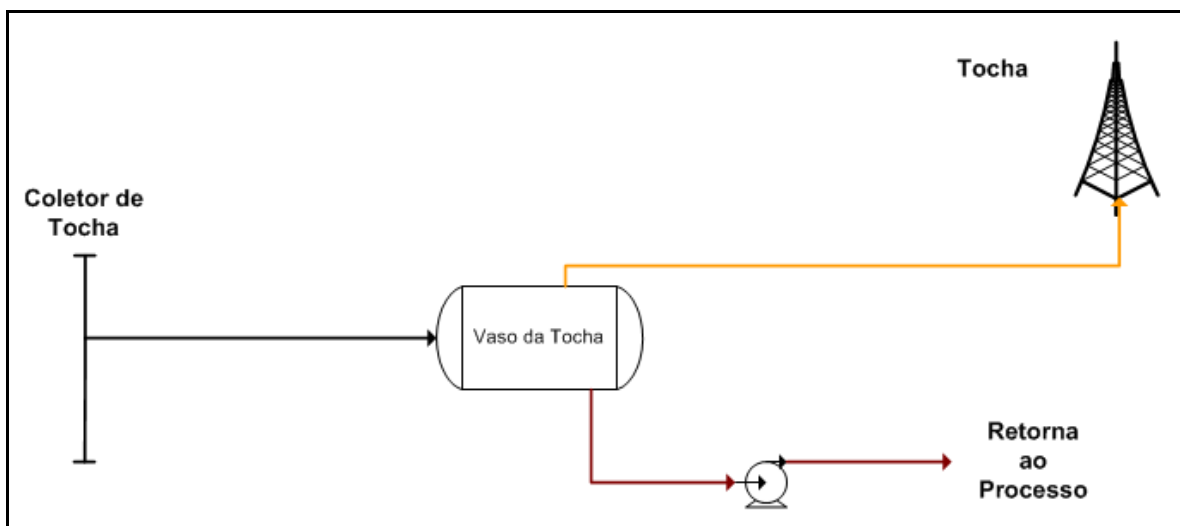


Figura II.2.4-24 - Diagrama simplificado do sistema de tocha.

m) Sistema de Injeção de Produtos Químicos

Estão previstas facilidades para injeção de produtos químicos com objetivo de melhorar e aperfeiçoar as condições de funcionamento dos equipamentos, linhas e dutos como: antiespumante, anti-incrustante, biocida, inibidor de hidrato, desemulsificante, polieletrólitos, inibidores de corrosão para gases, inibidor de H₂S, trietilenoglicol (TEG), etanol e sequestrante de oxigênio nos poços e na planta de processo, utilizando-se tanques de armazenamento e bombas de injeção.

n) Sistema de fornecimento de água industrial

A água industrial a ser utilizada no FPSO engloba água doce não tratada (água industrial) geralmente recebida por *suplly boats* ou proveniente do tratamento (filtração, cloração e osmose reversa) da água do mar captada. Esse sistema é projetado para atender aos sistemas de combate a incêndio, resfriamento da água de produção, fabricação de fluidos, serviços gerais, injeção nos reservatórios, trocador do sistema fechado de água de resfriamento e circuito de água de aquecimento.

A captação é geralmente feita por caixa de mar ou tubulão e o sistema também envolve: unidades de destilação, que podem ser a vácuo ou de osmose reversa, cloração, tanques, bombas, trocadores de calor, linhas e terminais de descarte.

A Figura II.2.4-25 apresenta um diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas consumidores.

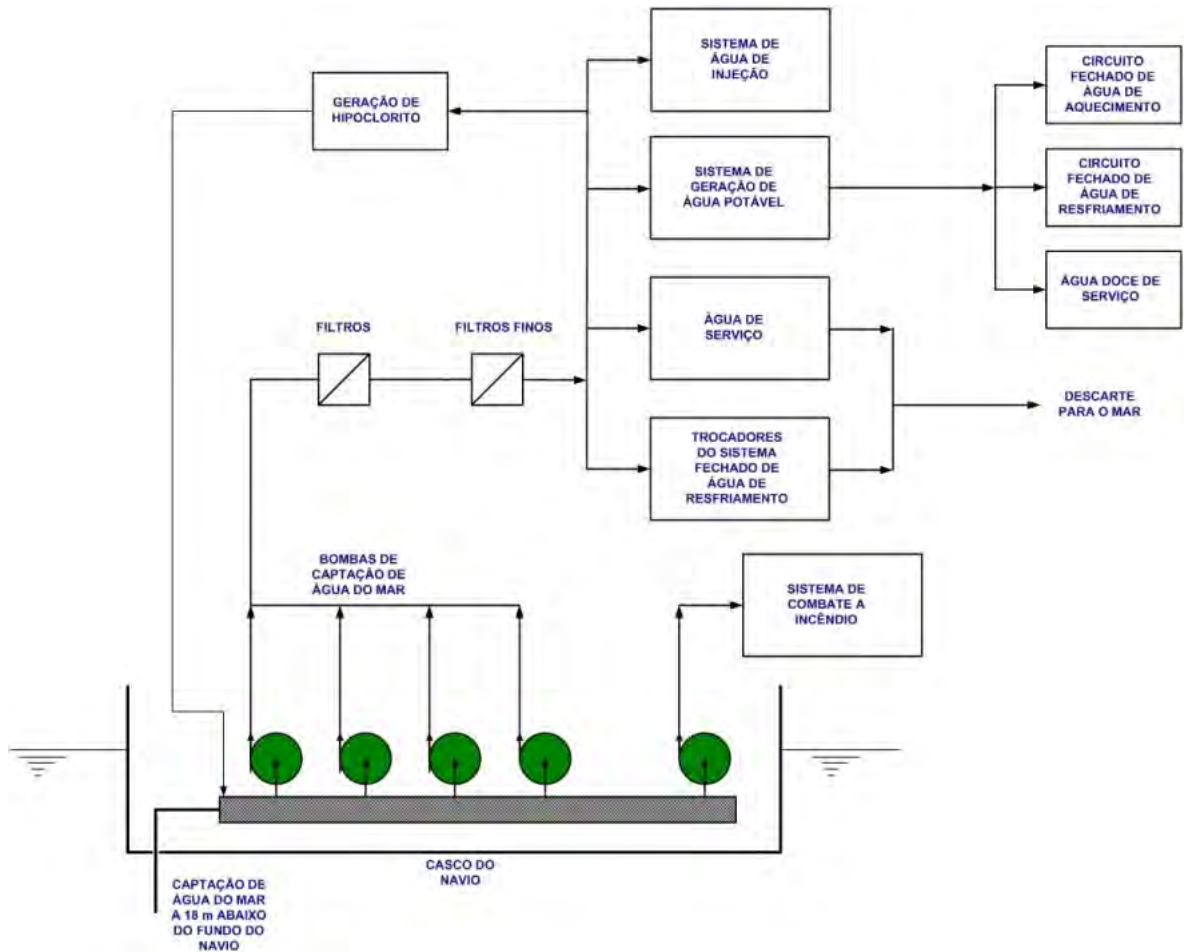


Figura II.2.4-25 - Diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas consumidores.

o) Sistema de Injeção de Água

A injeção de água do mar no reservatório tem a finalidade de evitar a queda da pressão estática no reservatório substituindo-se o volume de fluidos extraídos por outro equivalente de água aumentando assim o fator de recuperação do óleo. Está prevista a injeção de água, inicialmente, captada do mar e tratada em sistema projetado para reduzir o teor de sulfato para limites inferiores a 100 ppm. Para isto, a unidade poderá conter unidade de remoção de sulfato, desaeradora, filtros e bombas injetoras para uma vazão total de 20.000 m³/d de água.

p) Sistema de Resfriamento de Água

Um sistema fechado de água potável deverá ser fornecido para abastecimento de água fresca para os sistemas de refrigeração da unidade, incluindo a planta de processo.

q) Geração de Energia

O sistema de geração de energia, incluindo um conjunto em *stand-by* será composto por geradores principais, geradores auxiliares e gerador de emergência. O sistema deve fornecer energia elétrica a todos os sistemas do navio (sistema de marinha, unidade de produção, instalações de serviços públicos, etc.)

Cada sistema de geração de energia está previsto para consistir de uma turbina de combustível dual, concebido para funcionar a gás combustível (normal) ou com diesel (sem gás combustível disponível). O sistema de geração de energia também pode ser acionado por turbinas a vapor gerado pela caldeira de combustível dual concebido para funcionar com gás combustível (normal) ou com diesel (sem gás combustível disponível).

Existe a possibilidade dos geradores serem do tipo motores a diesel que funcionem com gás, óleo cru e diesel.

r) Sistema de Óleo Diesel

Destinado a suprir diesel de qualidade para os geradores, bombas, guindastes, unidades de perfuração, etc, o sistema de suprimento de diesel será composto por tanques de armazenamento, filtros, bombas de transferência, centrífugas, linhas, tanques de distribuição, tanques de estocagem para intervenção em poços com bombas de alta pressão e tanques diários para os geradores principais, auxiliares e de emergência.

s) Operações de Pigging

A planta de produção será equipada com lançadores de *pig* localizados no *turret* ou no *riser balcony* dependendo do tipo de ancoragem conforme supracitado. Estes equipamentos permitem a realização de operações de passagem de *pig* (*pigging*) nas linhas de fluxo, principalmente nas de produção. Tais operações visam originalmente remover acúmulos de resíduos (sulfato de bário, parafina, asfaltenos, etc) e de líquidos do interior das linhas de produção que podem ocorrer devido a algumas particularidades associadas ao óleo e processo (grau API e gradiente de temperatura), evitando a ocorrência de processos corrosivos localizados, bem como a redução da produção.

As operações de *pigging* são realizadas por ação de dispositivos de vários tipos, chamados *pigs*, de acordo com o objetivo da operação: *pig* com escovas circunferenciais, *pigs* geométricos, *pigs standard* (esferas), espuma, etc.

A fase sólida juntamente com o *pig* é armazenada em tambores, sendo destinada conforme o Programa de Gerenciamento de Resíduos.

Estes dispositivos são enviados a partir do lançador de *pig* pela linha de *gas lift* e deslocados por injeção de diesel, água ou gás até a árvore de natal no fundo do mar onde através de uma válvula (*pig cross-over*) são direcionados para a linha de produção retornando ao receptor de *pig* e trazendo consigo os resíduos do interior da linha. Os resíduos remanescentes na câmara do receptor de *pig* são raspados para uma bacia coletora onde a fase líquida é direcionada para o sistema de drenagem aberta de hidrocarbonetos.

A distância do poço ao FPSO, a taxa de formação de depósito, as características de isolamento térmico das linhas de produção e as condições operacionais irão influenciar a escolha do tipo de *pig* e a frequência da operação. As operações de *pigging* podem também ser de natureza preventiva e de preparação para a inspeção da integridade das paredes das linhas (identificar mossas, ovalizações e dobras).

t) *Sistema de Armazenamento de Óleo*

A estocagem de petróleo no FPSO será realizada em tanques da embarcação, sendo que a capacidade total deverá ser de aproximadamente 1.600.000 barris de petróleo.

Os tanques de carga são mantidos permanentemente pressurizados com gás inerte monitorado quanto ao seu teor de oxigênio, de modo a assegurar a inexistência de atmosfera explosiva.

u) *Sistema de Transferência de Óleo*

A transferência do óleo para os navios aliviadores é feita através de mangotes flutuantes com 12 polegadas de diâmetro e 250 metros de comprimento. A operação de transferência de carga (*offloading*) será feita periodicamente, ficando o aliviador a uma distância aproximada de 150 metros do FPSO. Para a transferência serão utilizadas bombas acionadas a vapor. As bombas centrífugas possuem vazão de bombeio de aproximadamente 5.000 m³/h cada, de forma a permitir que as operações de transferência de óleo (*offloading*) sejam executadas em um período de até 30 horas. O mangote de transferência possui dupla carcaça, classe de pressão #300, com sensor de rompimento da carcaça interna, e podem ser recolhidos e armazenados em carretéis. Ao final da operação de transferência de óleo, o mangote passa por um processo de lavagem para remoção do óleo interior. Esse processo consiste no bombeio de água pelo mangote num regime de fluxo turbulento, no sentido do FPSO para o navio aliviador. A água bombeada para limpeza do mangote será enviada para o *Slop Tank* do navio aliviador e o mangote, recolhido ao FPSO. Os navios aliviadores têm capacidade prevista de 60.000 TPB (Tonelagem de Peso Bruto) e operarão atracados *in tandem* com o FPSO e contarão com sistemas de detecção de vazamentos. O sistema de amarração será convencional com cabo *hawser*.



Figura II.2.4-26 - Exemplo de operação de transferência de óleo in tandem.

v) *Sistema de Lastro*

Tem como objetivo controlar o peso a bordo visando alterar condições de calado, equilíbrio, estabilidade e distribuição de esforços na embarcação. Enquanto se faz a transferência de petróleo do FPSO para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenagem é reduzido, diminuindo-se assim o calado da embarcação. O sistema envolve equipamentos como bombas centrífugas de alta capacidade, caixas de mar, tanques, válvulas e tubulações. A fim de se manter a estabilidade e o controle de esforços na embarcação, eventualmente a bomba de lastro é colocada em operação, captando água do mar e bombeando para os tanques de lastro, dependendo da necessidade operacional. O sistema de lastro é totalmente isolado do sistema de armazenagem do petróleo e seus tanques e bombas são totalmente independentes. Como não há nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo, o sistema não é considerado uma fonte de efluentes.

w) *Sistema de Gás Inerte (SGI)*

Durante operações de carregamento de óleo e alívio (*offloading*), um sistema de distribuição e coleta é utilizado para fornecimento de gás inerte e ventilação. Durante a operação de *offloading*, as caldeiras são usadas para fornecer energia às turbobombas (acionadas por turbinas a vapor) dos tanques de carga, e conseqüentemente é gerado gás inerte, o qual é lavado e tratado em um vaso (*Scrubber*). O teor de oxigênio é monitorado e registrado na sala de controle, quando é então enviado para os tanques de carga. Todas as atividades de purga e de liberação de gás podem ser feitas sem que haja interrupção das atividades de carregamento e *offloading*.

x) *Sistema de Drenagem e Esgotamento*

Permite drenar e esgotar todos os espaços da unidade em caso de existência de vazamento por colisões, etc. O sistema envolve bombas geralmente menores que as de lastro, porém mais baixas e com maior capacidade de sucção. O sistema é interligado ao sistema de lastro para se ter maior poder de evacuação em caso de emergência. Todo líquido drenado passa pela planta de tratamento de água oleosa para poder ser descartado atendendo a legislação vigente.

y) *Sistema de Ar Comprimido*

Destinado a prover ar para serviços gerais (limpeza, etc.), sistemas de controle e partida de motores diesel (geradores principais e auxiliares). O sistema envolve compressores de partida a frio, reservatórios acumuladores, filtros, etc.

II.2.4.C- Descrição dos sistemas de segurança e proteção ambiental

Campo de Papa-Terra

II.2.4.C.1-P-61

a) Sistema de Ancoragem

O sistema de ancoragem propicia os meios para a amarração segura e confiável das UEP, restringindo seus movimentos durante o tempo de operação nos Campos. Este sistema é projetado e testado para operar em condições ambientais extremas (combinação de ventos, ondas e correnteza), sem causar danos aos equipamentos submarinos, sendo especialmente projetado para cada tipo de plataforma.

O projeto de ancoragem das unidades atenderá aos requisitos da Sociedade Classificadora ABS.

A P-61 é uma unidade com flutuação excessiva que será ancorada através de tendões de aço que operam tracionados (Figura II.2.4-27). Será instalada em lâmina d'água de 1185 m, com aproamento de 32° de azimute em relação ao norte verdadeiro, nas coordenadas geográficas (datum SAD-69) latitude 23°30'55,93" sul e longitude 41°3'39,21" oeste. A P-61 possuirá 8 tendões, sendo 2 tendões em cada uma das 4 extremidades.

Esse sistema será desenvolvido no Brasil exclusivamente para o Campo de Papa-Terra e otimizado para o desempenho global local, considerando os critérios de movimentação dos *risers*, o desenho do convés, o desenho estrutural e o desenho dos tendões.

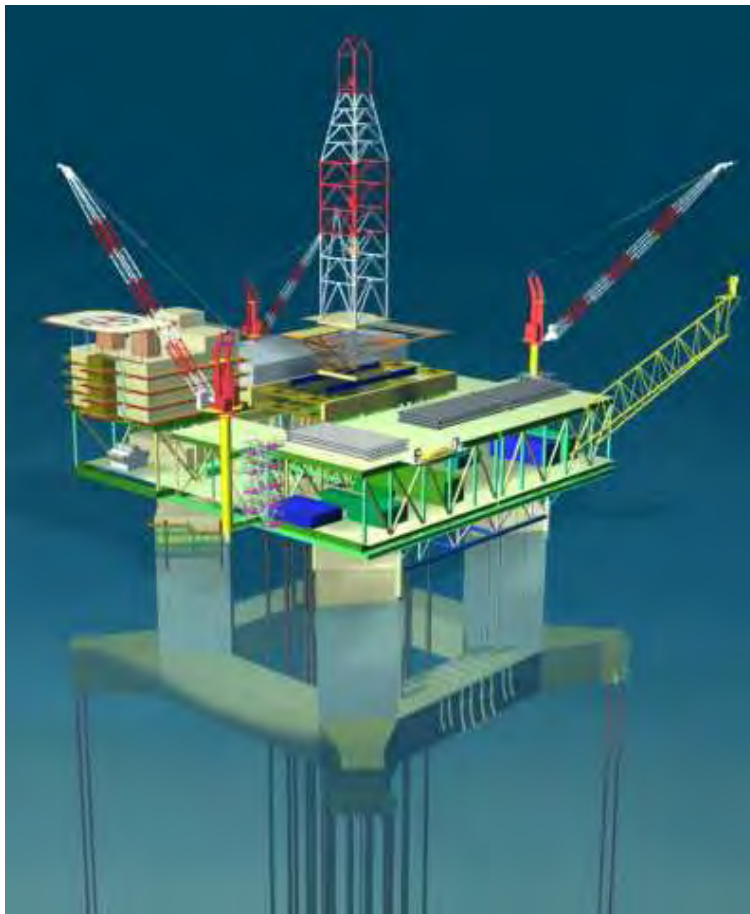


Figura II.2.4-27 - Modelo esquemático da P-61.

Durante a instalação, os tendões da P-61 permanecerão tracionados por boias com flutuabilidade de aproximadamente 300 toneladas.

A sudoeste da P-61 ficará ancorada, a 24 m de distância, uma balsa do tipo *Tender Assist Drilling* (TAD), conforme esquematizado na Figura II.2.4-28.

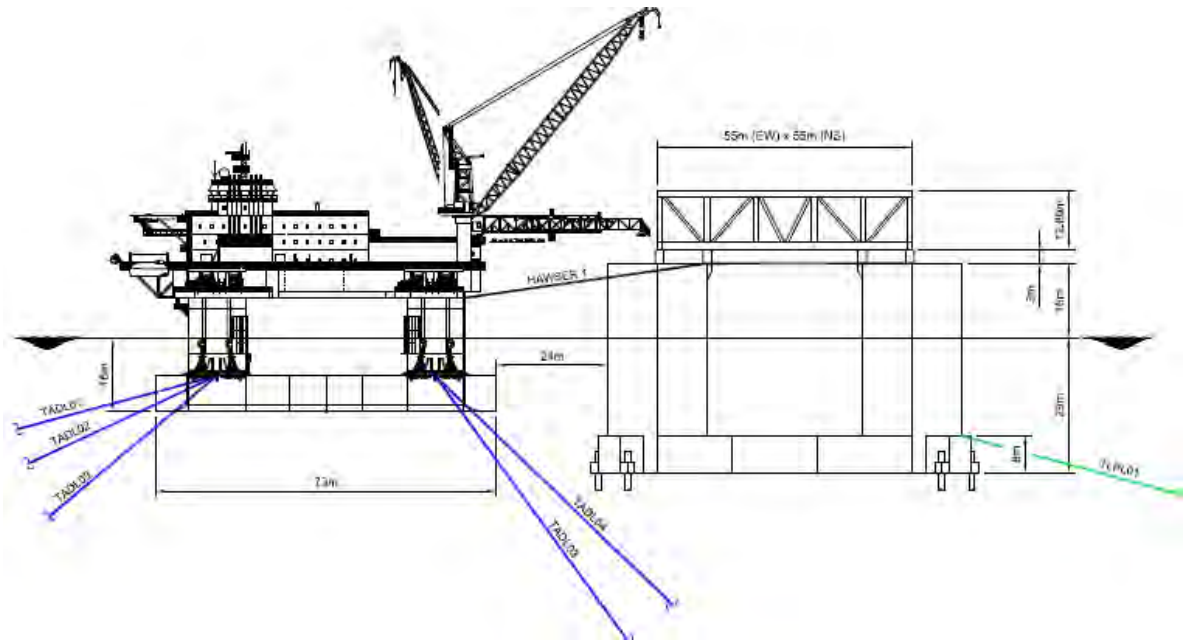


Figura II.2.4-28 - TAD e P-61.

A TAD será ancorada com sistema *Spread Mooring* em lâmina d'água de 1185 m, com aproamento de 32° de azimute em relação ao norte verdadeiro, a sudoeste da P-61. O sistema de ancoragem contempla 10 linhas de ancoragem na seguinte concepção: 2 na proa a boreste, 3 na popa a boreste, 3 na popa a bombordo e 2 na proa a bombordo.

b) Sistema de Conexão com as Linhas de Escoamento

Os *risers* flexíveis da P-61 serão conectados às tubulações de recebimento da planta de processo instaladas no convés. Serão instalados enrijecedores nos *risers* para suavizar a curvatura no ponto de contato com as bocas de sino de chegada dos mesmos ao *riser balcony*. O sistema de conexão do enrijecedor com a boca de sino é constituído por dois componentes básicos: uma boca de sino e um dispositivo de acoplamento.

As bocas de sino se encontram na extremidade dos *i-tubes*, nas quais são fixados os enrijecedores dos *risers*. Os *i-tubes* são sistemas compostos por tubo guia que permitem que os *risers* flexíveis fiquem suspensos no *riser deck* da P-61.

c) Sistema de Detecção, Contenção e Bloqueio de Vazamentos

Para garantia de segurança, todas as linhas de escoamento de óleo e gás a serem utilizadas em P-61 possuirão transmissores que permitirão o monitoramento e o registro constante das suas pressões de operação. Haverá sensores que geram alarmes em caso de queda ou aumento da pressão nas linhas. Todas as informações de segurança serão centralizadas na sala de controle da UEP.

O sistema de coleta e escoamento possuirá ainda válvulas de fechamento de emergência (ESDV – *Emergency Shut Down Valves*), que fecham automaticamente, em caso de condição anormal da UEP e desta forma interrompendo o fluxo de petróleo. Em caso de vazamentos, as ESDV também são utilizadas para interrupção do fluxo.

Os poços produtores serão compostos por linha de produção, linha de serviço, cabo elétrico de potência e umbilical eletro-hidráulico, que é responsável pelo comando eletro-hidráulico das válvulas da árvore de natal. Caso sejam registrados parâmetros fora dos limites de operação, essas válvulas serão fechadas automaticamente; conseqüentemente, em caso de vazamentos, o fluxo é imediatamente interrompido.

Na planta de separação de teste e áreas de operação, os principais equipamentos possuem bandejas de contenção para o caso de qualquer vazamento. Estas são limpas periodicamente, sendo os eventuais resíduos direcionados ao sistema de dreno aberto de área classificada ou não classificada.

As linhas de transferência de fluidos (LTF) que serão utilizadas para transferir a produção da P-61 para a P-63 serão equipadas com sistema de monitoração de gás permeado (normalmente, nas linhas flexíveis, ocorre uma percolação de gás através das paredes das linhas, que é o chamado gás permeado). A taxa de elevação da pressão do espaço anular das LTF está relacionada a vários fatores, entre eles a integridade da barreira de pressão. É esperada uma taxa de gás permeado, que por sua vez será monitorado através de um manômetro, que ficará localizado no lado externo das linhas, na superfície da unidade. Caso haja algum início de falha de estanqueidade desta barreira, isto poderá ser detectado através da observação desse manômetro e acompanhamento do aumento na velocidade

de elevação da pressão. A Figura II.2.4-29 mostra o sistema de monitoração de gás permeado.

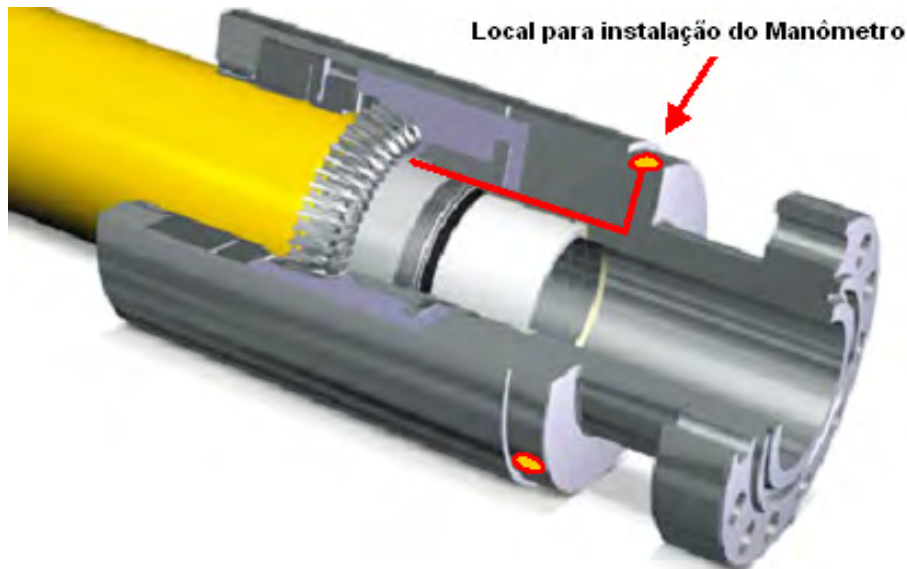


Figura II.2.4-29 - Representação da LTF com sistema de monitoração de gás permeado.

O abastecimento de diesel por rebocadores será feita através de mangote de recebimento dotado de flutuadores. O sistema de recebimento de diesel da P-61 possuirá medidores de pressão e vazão, possibilitando o monitoramento dos volumes e da pressão de recebimento pelo sistema central de operação (ECOS). Além disso, haverá um operador responsável pelo acompanhamento e inspeção visual de toda a operação.

Além dos equipamentos e sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos, a P-61 possuirá o plano de emergência individual (PEI) para derramamento de óleo, onde são definidos os procedimentos para ações de emergência dessa natureza.

A UEP será dotada de caixas com equipamentos e materiais de contenção para uso imediato em caso de vazamento de óleo na unidade, conforme definido na Convenção Internacional para Prevenção de Poluição causada por Navios – MARPOL 73/78.

d) *Sistema de Manutenção*

Manutenção conceitua-se como: (1) Conjunto de atividades técnicas e administrativas para detectar, prevenir ou corrigir falhas funcionais e potenciais (defeitos), com o objetivo de manter as condições operacionais e de segurança dos itens, sistemas ou ativos, conforme condições especificadas; (2) Conjunto de ações que permitem restabelecer um bem para seu estado específico, ou medidas para garantir um serviço determinado (AFNOR NR 60-010).

A manutenção dos equipamentos será realizada durante todo o tempo de operação da P-61 e envolverá uma grande variedade de atividades com a finalidade de conservar, melhorar ou restituir um componente, equipamento ou sistema.

O controle de manutenção dos sistemas instalados na P-61 será gerenciado por sistema eletrônico que gerencia a manutenção de equipamentos e instalações, que apresenta relatórios de planejamento de manutenção, históricos e sobressalentes, além de outros dados fundamentais para a continuidade operacional da unidade. Todo o gerenciamento de manutenção será acompanhado pela equipe de apoio em terra, na base operacional.

A manutenção é classificada quanto ao tipo da intervenção:

- ★ Manutenção Corretiva – Intervenção efetuada após a ocorrência de falha para recolocar um equipamento em condições de executar suas funções.
- ★ Manutenção Preventiva – Intervenção realizada em equipamento que não esteja em falha, visando evitar ou corrigir defeitos, de modo a prevenir a ocorrência de uma falha. A manutenção preventiva pode ser:
 - a) Manutenção Preventiva Periódica ou Sistemática – Intervenção estabelecida através de programação com base no tempo (dia, semana, mês e ano) ou em unidade de operação (quilômetros rodados, horas de operação, etc), tendo os serviços e as trocas de peças executadas independentemente de haver defeitos. É oriunda dos planos de manutenção.
 - b) Manutenção Preventiva Não-Periódica ou Não-Sistemática - Intervenção efetuada em decorrência do conhecimento do estado

operacional, oriundo de manutenção preditiva, ou observação. Não é oriunda de planos de manutenção, mas sim da iniciativa da operação ou da própria manutenção.

- ★ Manutenção Preditiva – Intervenção realizada com o equipamento em operação, buscando-se avaliar parâmetros como pressão, vazão, temperatura, vibração, viscosidade, grau de contaminantes, de modo a estimar o melhor momento para intervir no equipamento ou sistema, evitando a ocorrência de defeitos e falhas. Exemplos: termografia, ferrografia, análise de vibração.
- ★ Manutenção Detectiva – Intervenção efetuada por meio de testes em dispositivos, equipamentos ou sistemas que não estão em operação, buscando-se a detecção de falhas ocultas. Exemplos: teste de sistema de combate a incêndio, calibração de relés de proteção e PSV, teste de atuação de disjuntores.
- ★ Manutenção Evolutiva (reprojeto) – Alterações em equipamentos ou sistemas visando a um ou mais dos seguintes objetivos: aumento do tempo médio entre falhas, diminuição do tempo médio para reparo, aumento da confiabilidade, diminuição de custos de manutenção.

A P-61 possuirá procedimentos documentados de todas as atividades de manutenção dos equipamentos que compõem a unidade.

e) *Sistema de Segurança*

Os equipamentos de processo (separação de teste e transferência multifásica) da P-61 possuirão dispositivos para controle básico e sistemas instrumentados para proteção adicional de pessoal e/ou equipamentos essenciais.

O processo geral consistirá das áreas principais: Processamento, Embarcação e Utilidades, com as áreas de controle funcionais subdivididas conforme descrito a seguir:

★ Processo:

Facilidades para separação de teste, bombeamento multifásico e lançadores de pig.

★ Embarcação:

Facilidades para monitoramento do nível de tanques de diesel e água potável, monitoramento de esforços, controle de estabilidade, operação de bomba de transferência, medição operacional.

★ Utilidades:

Facilidades para geração e distribuição de energia, geração e distribuição de água potável, geração e distribuição de energia de emergência.

Estes sistemas são concebidos através de uma combinação de:

- ★ Sistema de detecção de fogo e gás;
- ★ Sistema de combate a incêndio;
- ★ Sistema de parada de emergência;
- ★ Sistema de abandono, fuga e resgate;
- ★ Sistema de comunicação;
- ★ Sistema de transferência de óleo.

● *Sistema de detecção de fogo e gás*

O sistema de detecção de fogo e gás (F&G) atenderá a toda a unidade, sendo desenvolvido obedecendo a critérios da certificadora ABS. De uma maneira geral, o sistema de detecção de fogo e gás compreende o monitoramento de todas as áreas onde misturas explosivas e/ou inflamáveis possam ocorrer.

A detecção desses eventos irá, então, iniciar o alerta aos tripulantes através do sistema público de informação e iniciar uma série de ações visando minimizar as consequências do evento. Ações de controle encontradas no sistema de gás e

incêndio têm interface direta com o sistema de ESD (parada de emergência) e permitem a evacuação dos tripulantes com segurança. O sistema de detecção F&G consiste de:

- ★ Detecção automática de fogo ou presença de mistura combustível;
 - ★ Iniciação de alarmes visuais e sonoros para aviso de perigo a todos os tripulantes;
 - ★ Ativação do sistema de dilúvio na área afetada e em áreas adjacentes;
 - ★ Ativação do sistema de bloqueio automático para fechar os poços, separadores de teste e planta de utilidades, se necessário;
 - ★ Inundação de áreas afetadas com CO₂ de maneira a extinguir o fogo;
 - ★ Ativação manual do bloqueio e sistema de proteção de incêndio, caso necessário;
 - ★ Alarme imediato no painel de controle quando da detecção de incêndio;
 - ★ Painel central de F&G para a unidade localizada na sala de controle, que contempla toda a área de processo e recebe informações consolidadas dos subpainéis localizados em outras áreas da unidade;
 - ★ Dispositivos de detecção de calor, fumaça e gases combustíveis;
 - ★ Dispositivos sensíveis à radiação ultravioleta (UVIR);
 - ★ Alarmes visuais e sonoros.
- *Sistema de combate a incêndio*

O sistema de combate a incêndio seguirá todos os requisitos específicos da Convenção SOLAS, como por exemplo: sistemas de detecção e alarme, saídas de emergência, rotas de fuga, exercícios de combate a incêndio, manuais de treinamento, etc. Os compartimentos da praça de máquinas estarão protegidos por sistema fixo de CO₂ e o heliponto protegido por um sistema de combate a incêndio (espuma e CO₂).

O sistema de água de incêndio terá capacidade de suprir demanda máxima para:

- ★ Sistema de dilúvio para área de processo;

- ★ Sistema de espuma para convés principal e heliponto;
- ★ Sistema de hidrantes e mangueiras.

O sistema de distribuição será composto por um anel de incêndio que permitirá a distribuição de água de incêndio em toda a unidade operacional.

A topologia do sistema de distribuição de água de combate a incêndio permitirá o suprimento de água a partir de dois caminhos interligados, porém independentes, de forma que na ocorrência de danos a qualquer um dos caminhos, o sistema continua mantendo a capacidade de atendimento. O sistema principal de combate a incêndio será mantido pressurizado de forma a permitir a operação do sistema no menor tempo possível.

Válvulas de dilúvio serão instaladas em área segura, protegidas de radiação térmica. O sistema possuirá bombas dedicadas para atendimento da demanda total de água de incêndio, considerando uma configuração que permita manutenção em uma das unidades sem comprometimento da capacidade nominal do sistema.

O sistema de captação de água de incêndio da P-61 terá a configuração de 2 X 100%, com partida automática em caso de detecção de fogo. As 02 unidades de bombas de incêndio estarão localizadas em compartimentos exclusivos, independentes e distribuídas da seguinte forma:

- ★ 01 unidade diesel elétrica com bomba centrífuga vertical, localizada na coluna NW (noroeste), submersa em tubulão vertical. Vazão de 900 m³/h e pressão de descarga de 1.050 kPa (identificação da bomba: 602-PBE-7250A).
- ★ 01 unidade diesel elétrica com bomba centrífuga vertical, localizada na coluna NE (nordeste), submersa em tubulão vertical. Vazão de 900 m³/h e pressão de descarga de 1.050 kPa (identificação da bomba: 602-PBE-7250B).

No Quadro II.2.4-12 são apresentados os principais equipamentos referentes ao sistema de combate a incêndio da P-61.

Quadro II.2.4-12 - Equipamentos utilizados no sistema de combate a incêndio da P-61.

EQUIPAMENTO	CARACTERÍSTICAS
602-PBE-7250A	Vazão de 900 m ³ /h e pressão de descarga de 1.050 kPa
602-PBE-7250B	Vazão de 900 m ³ /h e pressão de descarga de 1.050 kPa
Equipamento de CO ₂	Distribuídos na sala de máquinas, sala de bombas; sala de equipamentos elétricos

O sistema de combate a incêndio da P-61 consiste dos seguintes subsistemas:

- ★ Água;
- ★ Espuma;
- ★ Sistema de CO₂ de combate a incêndio;
- ★ Extintores portáteis.

✓ *Subsistema de água*

- ★ Rede fusível plug

Este sistema consiste em manter uma rede de diâmetro de 3/8 polegada, pressurizado com ar e com a presença de fusíveis *plug* ao longo de toda sua extensão. Uma vez rompidos estes fusíveis *plug* por alta temperatura oriunda da presença de fogo, ocorre a atuação, na sequência, do pressostato presente na linha de ar comprimido que atende os fusíveis *plugs*. Este envia um sinal digital que abrirá a válvula de dilúvio para o local correspondente à ocorrência. Imediatamente ocorre a partida das bombas de combate a incêndio, alimentando com água a rede de dilúvio correspondente. A área de abrangência deste sistema é a área de processo, área de produtos químicos e o *flare*.

- ★ Anel de incêndio

Este sistema é mantido pressurizado e tem a sua abrangência ao longo de toda a unidade. O acionamento é feito de forma manual pelo operador da área ou

pelo automatismo definido pela lógica de segurança, após ocorrência da atuação do sistema de detecção de fogo.

A água para combate a incêndio será proveniente de um sistema dedicado que terá topologia adequada para manter a capacidade de atendimento de 100% da demanda de água de incêndio para o pior cenário de incêndio.

Em caso de perda de energia, as bombas continuarão a operar, pois são acionadas por motores a diesel independentes.

A P-61 possuirá, ainda, estações com hidrantes e mangueiras de incêndio, que, além de atenderem a pontos existentes na unidade, deverão atender ao heliponto e à área de processo.

O sistema de combate a incêndio possuirá também um sistema de dilúvio, cujo objetivo é aspergir água sobre equipamentos de processo de forma a resfriá-los e reduzir o risco de aumento do incêndio. Este sistema deverá ser imediatamente acionado sempre que percebido foco de incêndio na área e está previsto para atender às seguintes áreas:

- ★ Separador de Teste;
- ★ Lançadores de *pig*;
- ★ Bombas Multifásicas
- ★ Injeção de produtos químicos;
- ★ *Risers* e *manifolds* de superfície.

✓ *Subsistema de espuma*

O subsistema de espuma da P-61 atenderá a área de heliponto e a área de armazenamento de combustíveis.

✓ *Subsistema de CO₂*

O sistema de CO₂ será aplicado para combate a incêndio nas salas de painéis elétricos, geração principal e geração de emergência.

✓ *Extintores portáteis*

Extintores de incêndio serão disponibilizados na UEP de acordo com a legislação brasileira pertinente.

• *Sistema de parada de emergência*

A P-61 possuirá um fluxograma de ações a serem tomadas caso ocorram situações anormais de processo e emergenciais, consistindo em níveis de bloqueio. Os agentes motivadores que determinam o status da unidade e, conseqüentemente, a escolha de um dentre os quatro níveis de emergência, são claramente apresentados no fluxograma. Os níveis de bloqueio são apresentados em ordem crescente de prioridade conforme a seguir:

- ★ Nível 1 – Bloqueio de equipamento ou sistema;
- ★ Nível 2 - Bloqueio de processo;
- ★ Nível 3 - Bloqueio de processo e utilidades;
- ★ Nível 4 - Bloqueio da unidade.

O sistema de parada de emergência tem como função intervir em um dado processo ou em um equipamento específico do processo durante uma ocorrência insegura. Esse sistema é acionado sempre que ocorre uma situação que possa resultar na formação de atmosfera explosiva ou presença de fogo, bem como na ocorrência de determinadas condições operacionais, como pressão muito alta e nível muito alto no separador de produção.

Os componentes do sistema de parada de emergência são identificados e documentados de forma a diferenciá-los de outros sistemas. Podem proporcionar:

- ★ Bloqueio automático de equipamentos para proteção da tripulação e facilidades;
- ★ Redundância de *softwares* e *hardwares*;
- ★ Autoteste;
- ★ Fácil manutenção, reparo e identificação de falhas.

O sistema permite ser acionado manualmente através de botoeiras localizadas na sala de controle, área de processo, heliponto e área de botes salva-vidas.

- *Recursos de abandono, fuga e resgate*

O sistema de salvatagem a bordo seguirá todas as determinações nacionais (NORMAM e NR) e internacionais (Convenção SOLAS).

Todos os treinamentos aplicáveis definidos pela Convenção Internacional para Salva-Guarda da Vida Humana no Mar (SOLAS) serão cumpridos dentro da periodicidade estipulada e registrados nos livros de bordo: incêndio, abandono, governo de emergência, homem ao mar, etc.

Os recursos de abandono, fuga e resgate têm o propósito de prover condições seguras de escape para todos os tripulantes da unidade.

Fazem parte dos recursos da P-61:

- ★ 02 baleeiras fechadas e motorizadas com capacidade para 60 pessoas cada;
- ★ 04 balsas de resgate com capacidade para 20 pessoas cada;
- ★ 01 bote para resgate de homem ao mar com capacidade para 06 pessoas;
- ★ Sinalizadores de emergência de tipos variados;
- ★ Equipamentos completos de respiração autônoma.

- *Sistema de comunicação*

Em termos de segurança, a principal função do sistema de comunicação de emergência é comunicar aos serviços de resgate a decisão de abandonar a unidade ou requerer resgate de pessoas feridas. Estão previstos dois subsistemas de comunicação a bordo:

- ★ Subsistema de intercomunicação, avisos e alarmes: constituído de transdutores sonoros (cornetas, alto-falantes, etc.) instalados em todas as áreas da UEP, permitindo a emissão de chamadas e avisos em alta voz, acompanhados, quando necessário, por alarmes de emergência específicos (emergência e abandono da Unidade). Esse sistema é mantido por fonte ininterrupta de energia (UPS- *Uninterrupted Power Supply*).

O funcionamento desses dois alarmes será gerenciado remotamente pelo sistema de segurança da unidade que, através de conexão com o sistema de intercomunicação, automaticamente aciona o sinal de alarme respectivo. Nas áreas ruidosas, as chamadas e os alarmes serão acompanhados de sinalização visual através do uso de lâmpadas de estado na cor branca / cristal. Os avisos de emergência têm prioridade máxima durante o soar de um tom de alarme. Quando emitidos a bordo, o nível sonoro do tom de alarme em curso é emudecido automaticamente. Os cabos da rede desse sistema serão resistentes a fogo, não contribuindo para a sua propagação.

- ★ Subsistema de radiocomunicações e sistema GMDSS: constituídos de transceptores para radiocomunicação em diversas faixas de frequência (HF, VHF e UHF). São utilizados para contato radiofônico com estações costeiras e com embarcações de apoio no mar. O sistema GMDSS (Sistema para Salvaguarda da Vida Humana no Mar) é utilizado nos casos de acidentes na unidade, sempre que há necessidade de auxílio externo. Ambos os sistemas serão mantidos por fontes independentes e sistema de baterias exclusivo, estando conectados a fontes ininterruptas de energia (UPS).

No caso de uma emergência a bordo, devem ser contatados os serviços de resgate e os escritórios da Petrobras em Macaé. Essas ações deverão ser conduzidas a partir da sala de rádio, baseadas nas instruções fornecidas pelo gerente da UEP. Esse processo de comunicação deverá ser conduzido via

telefone e rádio VHF, incluindo notificações à base de apoio, serviços de transporte aéreo, barcos de apoio, além de outras unidades operando na área.

Os principais sistemas de comunicação são:

★ **Comunicações externas:**

- ↪ Inmarsat- C(GMDSS);
- ↪ Inmarsat Mini-M (*voice and facsimile*);
- ↪ HF/SSB-SMM Network (serviço móvel marinho) que permita comunicação com a unidade de apoio e EMBRATEL;
- ↪ VSAT (*voz e facsimile via PABX e registro*);
- ↪ Rádio UHF digital;
- ↪ Rádio marítimo VHF (GMDSS);
- ↪ Rádio marítimo MF/HF (GMDSS);
- ↪ Rádio aeronáutico (VHF/AM).

★ **Comunicações internas:**

- ↪ Estação de rádio UHF localizada na sala de controle de rádio;
- ↪ Rádio UHF portátil intrinsecamente seguro.

f) *Sistema de Medição e Monitoramento*

A medição e o monitoramento dos parâmetros operacionais estarão integrados ao sistema ECOS (Estação Central de Operações e Supervisão), a partir de instrumentos de campo e sistemas de controle e automação.

• *Sistema de medição*

Este sistema tem por finalidade a medição fiscal do volume de produção conforme Decreto nº 2.705 de 03/08/1998, a medição de apropriação para determinação dos volumes de produção de cada campo num conjunto de campos ou a cada poço num campo, a medição operacional para o controle da produção e a medição da transferência de custódia, que totalizarão os volumes transferidos a terceiros.

A medição dos fluidos produzidos pela UEP P-61 seguirá o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural aprovado pela Portaria Conjunta Nº 1 ANP / INMETRO, de 19 de junho de 2000.

Os procedimentos de medição de todos os fluidos serão compatíveis com o Regulamento Técnico citado, com as normas NBR, quando disponíveis, e com as normas API contidas no *Manual of Petroleum Measurement Standards*, dentre outras. Os resultados das medições serão apresentados nas condições de referência (20°C e 101.325 Pa abs.) com correção feita pelos computadores de vazão.

Todos os instrumentos de medição, sejam eles primários (medidores de vazão, trechos de medição, etc.), secundários (transmissores de pressão, transmissores de pressão diferencial, temperatura, etc.) ou terciários (computadores de vazão, sistemas supervisórios, etc.), serão entregues à operação com certificados de calibração de laboratório da RBC (Rede Brasileira de Calibração) ou de organismos reconhecidos pelo INMETRO e seus modelos deverão estar homologados pelo INMETRO, ou seja, com aprovação de modelo (ATM) válida.

Para o caso dos computadores de vazão, será apresentada evidência de que os algoritmos utilizados estejam de acordo com as normas requeridas pela Portaria Conjunta citada, além de apresentadas as estimativas de incerteza para os resultados obtidos dos volumes totalizados.

As incertezas de medição serão levantadas no início da operação dos sistemas de medição e irão requerer o acompanhamento sistemático visando atender aos limites estabelecidos pela Portaria Conjunta.

O Quadro II.2.4-13 apresenta os pontos de medição previstos para a P-61.

Quadro II.2.4-13 - Pontos de medição previstos para a UEP P-61.

FLUIDO	PONTO DE MEDIÇÃO P-61	CLASSIFICAÇÃO
Óleo	Separador de teste	Medição de apropriação
Gás	Separador de teste	Medição de apropriação
Água de formação	Produzida do separador de teste	Medição de apropriação

- *Sistema de monitoramento*

O Sistema ECOS será composto por estações de trabalho e computadores para configuração dos controladores lógicos programáveis (CLP) interligados por uma rede, permitindo ao operador a supervisão, monitoramento e operação de todos os sistemas da unidade.

Do console central do sistema ECOS será possível monitorar e operar toda a unidade, incluindo a planta de processo e utilidades, sistemas de segurança e elétricos, além de áreas de difícil acesso e risco, tais como lançadores/recebedores de *pig*, salas de bombas, área de processo, convés principal, praça de utilidades e heliponto, permitindo ao operador a execução das operações de controle e supervisão dos sistemas remotamente.

g) Sistema de Geração de Energia de Emergência

A UEP P-61 será provida de um sistema de geração de energia de emergência composto por 01 moto gerador movido a diesel, com potência nominal de 2.100 kW em tensão de 480 V.

O sistema de partida da unidade diesel geradora de emergência deverá proporcionar meios de partida elétrica ou partida pneumática.

Este sistema deverá operar em caso de falta da geração principal ou da geração essencial para manter uma parte específica das cargas da unidade operacional (emergência) relacionadas com a segurança de pessoal e instalações.

Os subsistemas atendidos pelo sistema de geração de energia de emergência são:

- ★ Sistema de detecção de gás/incêndio;
- ★ Sistema de combate a incêndio (água / CO₂);
- ★ Circuito interno de TV;
- ★ Sistema de parada de emergência;
- ★ Iluminação de heliponto;

- ★ Iluminação de emergência: iluminação mínima exigida para garantir a segurança na realização do abandono da UEP e/ou na realização dos trabalhos, que se fizerem necessários, quando da ocorrência de uma parada de emergência;
- ★ Luzes de auxílio à navegação;
- ★ Luzes de obstáculo aéreo;
- ★ Telecomunicações e intercomunicadores;
- ★ Sistema de alarmes manuais e automáticos (visuais e sonoros);
- ★ Painel de controle do gerador de emergência;
- ★ Painel de controle das bombas de incêndio;
- ★ Sistema ECOS;
- ★ Sistemas de controle e auxiliares dos serviços essenciais (controle de poços, bombas de combate a incêndio, geradores e outros).

h) Sistema de Coleta, Tratamento e Descarte / Destinação de Fluidos

- *Efluentes sanitários*

Os efluentes sanitários gerados na P-61 (águas negras e cinzas) serão coletados em tanque específico e encaminhados para uma estação de tratamento de esgoto (ETE). Em linhas gerais, essa estação de tratamento será do tipo biológico, sendo composta pelos compartimentos de aeração, estabilização e desinfecção com hipoclorito de sódio.

O sistema compreenderá tanque de coleta, bomba de descarga, unidade de tratamento e painel de controle local. Os efluentes serão recebidos no tanque de coleta, onde ocorrerá adição de oxigênio atmosférico pela injeção de ar (aeração) e consequente ação de microrganismos aeróbicos, que degradam as moléculas orgânicas do material, gerando, basicamente, dióxido de carbono, água e novas células. O efluente então passará para o tanque de decantação e receberá tratamento de desinfecção com hipoclorito de sódio antes de ser descartado no mar.

Após precipitação no tanque de decantação, as partículas sólidas saturadas (lodo de decantação) retornam ao tanque, iniciando outro ciclo de tratamento. O

dióxido de carbono resultante da ação microbiana é liberado para atmosfera através de respiros.

Periodicamente o lodo residual do processo será removido e encaminhado para tratamento e disposição final em terra.

Ainda não há definição da marca e modelo da ETE que será instalada na P-61, entretanto, garante-se que a mesma terá capacidade para tratar todo o efluente sanitário gerado pela mesma. Seu sistema de tratamento será certificado com base nos requisitos da MARPOL 73/78.

O monitoramento dos efluentes será realizado conforme diretrizes constantes da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11, de 22/03/2011.

- *Águas e resíduos de cozinha*

As águas geradas na cozinha da P-61 passarão por um extrator de gordura e posteriormente os resíduos orgânicos serão triturados em partículas com tamanho inferior a 25 mm, segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartadas ao mar. A estimativa da quantidade de restos alimentares é de 400 g/d por pessoa.

- *Água de produção*

A P-61 não irá descartar água de produção, uma vez que toda sua produção de petróleo será encaminhada para tratamento na P-63.

- *Drenagem de conveses e águas oleosas*

- ✓ *Drenagem fechada*

O sistema de drenagem fechada tem como função coletar a drenagem proveniente de manobras de operação e manutenção em equipamentos normalmente pressurizados e instrumentos que contêm hidrocarbonetos.

O sistema de drenagem fechada da P-61 é composto por um vaso de drenagem fechada, que recebe as drenagens do vaso de tocha e do separador de

teste, quando este último necessitar ser drenado para fins de manutenção. A linha de gás do vaso de drenagem fechada é interligada ao vaso da tocha, criando um circuito fechado para o gás, e a fase líquida é bombeada retornando para o *header* coletor de produção, para ser exportada para P-63 através das bombas multifásicas.

✓ *Drenagem aberta*

As drenagens abertas, compostas por águas oriundas dos pisos, colunas e ralos, incluindo as águas pluviais, são direcionadas para um tanque atmosférico, o tanque de drenagem aberta. Conectado a este tanque, há um tubo vertical de despejo (*caisson*), com sifão para que a água contida em seu interior seja descartada pelo fundo do tanque e evite que o óleo residual sobrenadante seja direcionado para *overboard*. O tanque de drenagem aberta possui internamente uma panela coletora do sobrenadante, a qual é drenada por meio de bombas acionadas pelo nível desta panela, direcionando este conteúdo da panela para o vaso de drenagem fechada.

- *Sistema de coleta e destinação de óleos sujos*

Os óleos lubrificantes usados, provenientes do sistema de utilidades e equipamentos da P-61, serão alinhados de volta ao processo.

i) *Caracterização e Disposição de Rejeitos*

O gerenciamento dos resíduos sólidos gerados na P-61 seguirá os procedimentos constantes no MGR (Manual de Gerenciamento de Resíduos) da Petrobras para acondicionamento, transporte, armazenamento, disposição final e controle dos resíduos gerados na unidade, bem como as diretrizes constantes da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA N° 01/11.

Os resíduos sólidos serão coletados de forma segregada e armazenados temporariamente a bordo da P-61, atendendo à Resolução CONAMA 275/2001 e à Norma ABNT/NBR - 10.004:2000.

Os resíduos serão desembarcados pelo Terminal Alfandegário de Imbetiba, em Macaé e transportados para as unidades de terra responsáveis pelo tratamento e disposição final.

A movimentação dos resíduos será registrada nas Fichas de Controle e Disposição de Resíduos (FCDR), que são gerenciadas através de um sistema informatizado de gerenciamento de resíduos (SIGRE) da Petrobras, e acompanhada da Requisição de Transporte (RT). Nas FCDR e RT, além do nome do gerador, tipo de resíduo, tipo de acondicionamento e quantidade gerada, também fica registrado o nome da unidade responsável pelo transporte, recebimento e encaminhamento para disposição final dos resíduos.

II.2.4.C.2 - P-63

a) Sistema de Ancoragem

A ancoragem da P-63 será realizada utilizando o sistema *Spread Mooring* em lâmina d'água de 1165 m, com aproamento de 213° de azimute em relação ao norte verdadeiro, nas coordenadas geográficas (datum SAD-69) latitude 23°30'48,72" sul e longitude 41°3'54,40" oeste. O sistema de ancoragem contemplará 25 linhas de ancoragem na concepção *semi-taut-leg*, sendo 5 linhas na proa a boreste, 5 linhas na popa a boreste, 6 linhas na popa a bombordo e 9 linhas na proa a bombordo (Figura II.2.4-30). O raio de ancoragem varia de 1500 a 1700 m.

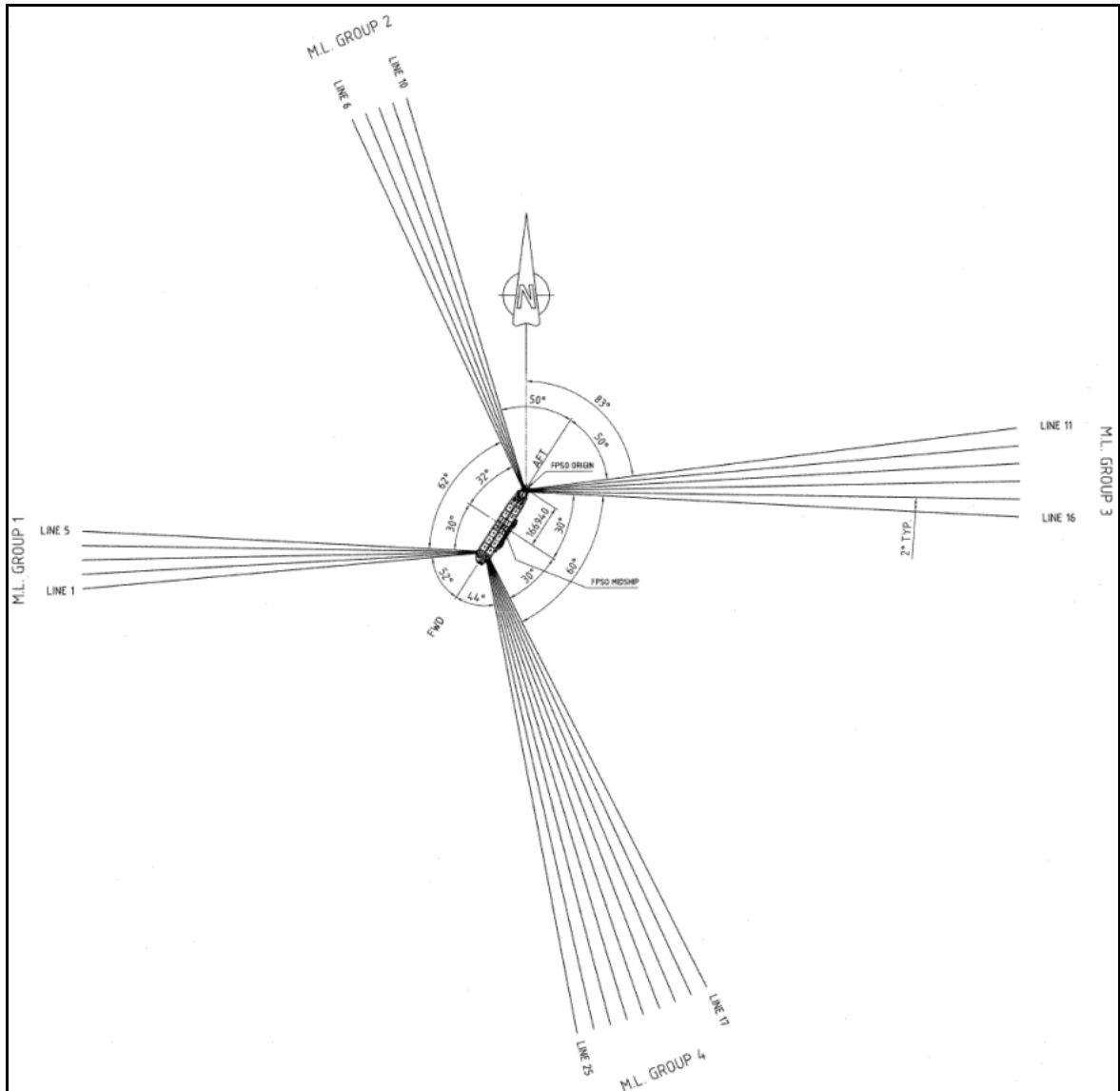


Figura II.2.4-30 - Modelo esquemático do sistema de ancoragem (Spread Mooring) da P-63.

O sistema de ancoragem contará com linhas de ancoragem instaladas em *fairleads* na proa e na popa da embarcação. Neste caso, o sistema *semi-taut-leg* será adotado.

b) Sistema de Conexão com as Linhas de Escoamento

Os *risers* flexíveis da P-63 serão conectados às tubulações de recebimento da planta de processo instaladas no convés. Serão instalados enrijecedores nos

risers para suavizar a curvatura no ponto de contato com as bocas de sino de chegada dos mesmos ao *riser balcony*. O sistema de conexão do enrijecedor com a boca de sino é constituído por dois componentes básicos: uma boca de sino e um dispositivo de acoplamento.

As bocas de sino se encontram na extremidade dos *i-tubes*, nas quais são fixados os enrijecedores dos *risers*. Os *i-tubes* são sistemas compostos por tubo guia que permitem que os *risers* flexíveis fiquem suspensos no *riser deck* do FPSO (Figura II.2.4-31).

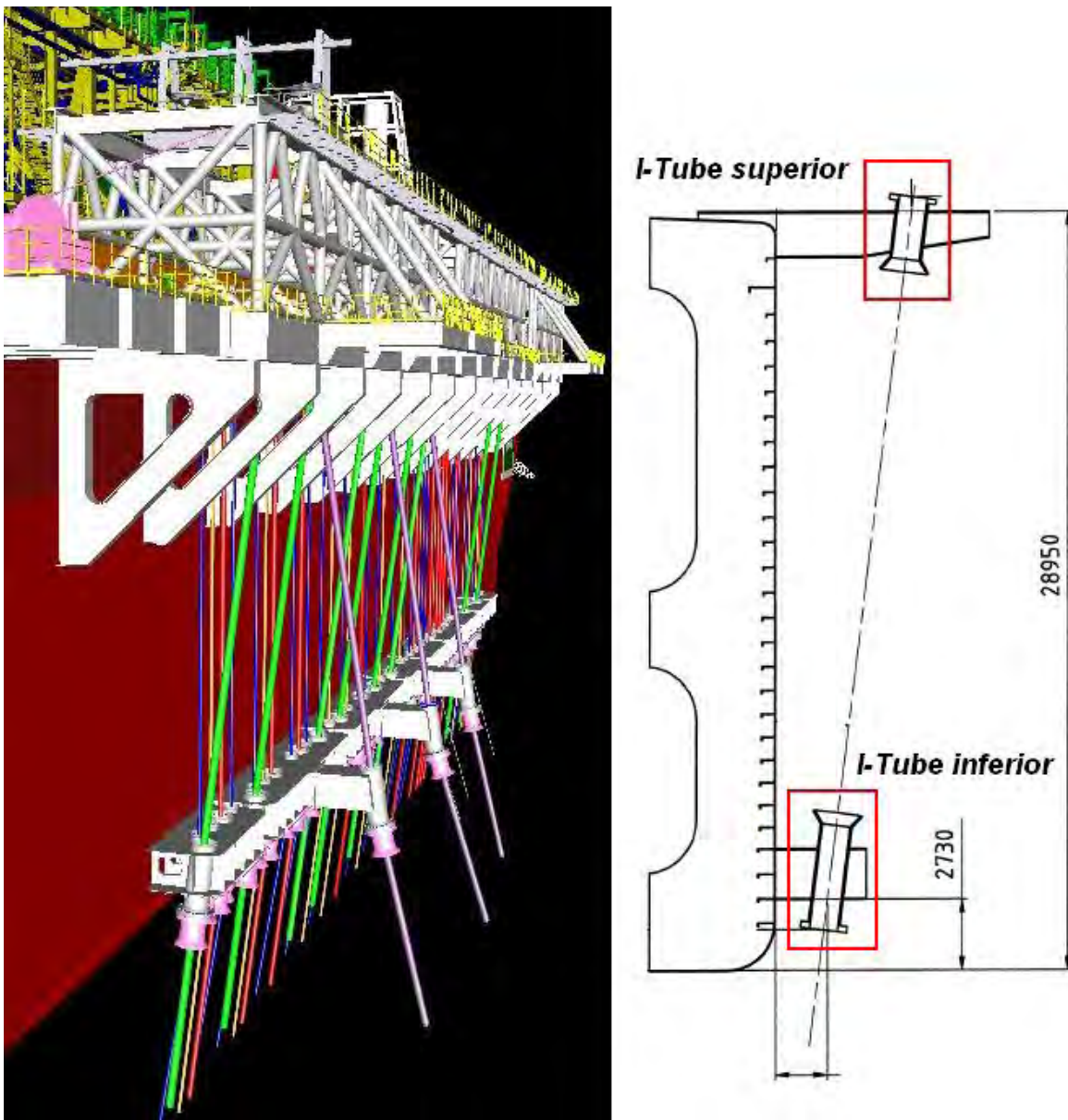


Figura II.2.4-31 - Representação dos *I-tubes* e sua locação no FPSO.

c) Sistema de Detecção, Contenção e Bloqueio de Vazamentos

Para garantia de segurança, todas as linhas de escoamento de óleo e gás a serem utilizadas na P-63 possuirão transmissores que permitirão o monitoramento e o registro constante das suas pressões de operação. Haverá sensores que geram alarmes em caso de queda ou aumento da pressão nas linhas. Todas as informações de segurança serão centralizadas na sala de controle da UEP.

O sistema de coleta e escoamento possuirá ainda válvulas de fechamento de emergência (ESDV – *Emergency Shut Down Valves*), que fecham automaticamente, em caso de condição anormal da UEP e desta forma interrompendo o fluxo de petróleo. Em caso de vazamentos, as ESDV também são utilizadas para interrupção do fluxo.

Os poços produtores serão compostos por linha de produção, linha de serviço, cabo elétrico de potência e umbilical eletro-hidráulico, que é responsável pelo comando eletro-hidráulico das válvulas da árvore de natal. Caso sejam registrados parâmetros fora dos limites de operação, essas válvulas serão fechadas automaticamente; conseqüentemente, em caso de vazamentos, o fluxo é imediatamente interrompido.

Na planta de processamento e áreas de operação, os principais equipamentos possuem bandejas de contenção para o caso de qualquer vazamento. Estas são limpas periodicamente, sendo os eventuais resíduos direcionados ao sistema de dreno aberto de área classificada ou não classificada.

O mangote utilizado no escoamento da produção, através de *offloading*, será equipado em ambas as extremidades com válvulas automáticas que só podem ser abertas para permitir o fluxo depois de estarem corretamente conectadas aos flanges fixos correspondentes, localizados um em cada navio (P-63 e aliviador). Além disso, um acoplamento de segurança, equipado com uma válvula de fechamento automático em cada extremidade, será instalado numa seção intermediária do mangote.

Caso o cabo de amarração venha a se romper e o mangote seja tracionado, a ruptura se dará no acoplamento de segurança, onde as válvulas se fecharão imediatamente, evitando que o óleo existente no interior do mangote vaze para o

mar. Existe também um sistema de detecção de vazamentos que se baseia na comparação instantânea das vazões medidas na saída da P-63 e na chegada do aliviador. Em caso de variações entre os valores, a operação será interrompida automaticamente.

Ao final do *offloading*, o mangote será recolhido, lavado e guardado na P-63 até a próxima operação.

O abastecimento de diesel por rebocadores será feito através de mangote de recebimento dotado de flutuadores. O sistema de recebimento de diesel da UEP possuirá medidores de pressão e vazão, possibilitando o monitoramento dos volumes e da pressão de recebimento pelo sistema central de operação (ECOS). Além disso, haverá um operador responsável pelo acompanhamento e inspeção visual de toda a operação.

Além dos equipamentos e sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos, a UEP possuirá o plano de emergência individual (PEI) para derramamento de óleo, onde são definidos os procedimentos para ações de emergência dessa natureza.

A P-63 será dotada de caixas com equipamentos e materiais de contenção para uso imediato em caso de vazamento de óleo na unidade, conforme definido na Convenção Internacional para Prevenção de Poluição causada por Navios – MARPOL 73/78.

d) *Sistema de Manutenção*

Manutenção conceitua-se como: (1) Conjunto de atividades técnicas e administrativas para detectar, prevenir ou corrigir falhas funcionais e potenciais (defeitos), com o objetivo de manter as condições operacionais e de segurança dos itens, sistemas ou ativos, conforme condições especificadas; (2) Conjunto de ações que permitem restabelecer um bem para seu estado específico, ou medidas para garantir um serviço determinado (AFNOR NR 60-010).

A manutenção dos equipamentos será realizada durante todo o tempo de operação da P-63 e envolverá uma grande variedade de atividades com a finalidade de conservar, melhorar ou restituir um componente, equipamento ou sistema.

O controle de manutenção dos sistemas instalados na P-63 será gerenciado por sistema eletrônico que gerencia a manutenção de equipamentos e instalações, que apresenta relatórios de planejamento de manutenção, históricos e sobressalentes, além de outros dados fundamentais para a continuidade operacional da unidade. Todo o gerenciamento de manutenção será acompanhado pela equipe de apoio em terra, na base operacional.

A manutenção é classificada quanto ao tipo da intervenção:

- ★ Manutenção Corretiva – Intervenção efetuada após a ocorrência de falha para recolocar um equipamento em condições de executar suas funções.
- ★ Manutenção Preventiva – Intervenção realizada em equipamento que não esteja em falha, visando evitar ou corrigir defeitos, de modo a prevenir a ocorrência de uma falha. A manutenção preventiva pode ser:
 - a) Manutenção Preventiva Periódica ou Sistemática – Intervenção estabelecida através de programação com base no tempo (dia, semana, mês e ano) ou em unidade de operação (quilômetros rodados, horas de operação, etc), tendo os serviços e as trocas de peças executadas independentemente de haver defeitos. É oriunda dos planos de manutenção.
 - b) Manutenção Preventiva Não-Periódica ou Não-Sistemática - Intervenção efetuada em decorrência do conhecimento do estado operacional, oriundo de manutenção preditiva, ou observação. Não é oriunda de planos de manutenção, mas sim da iniciativa da operação ou da própria manutenção.
- ★ Manutenção Preditiva – Intervenção realizada com o equipamento em operação, buscando-se avaliar parâmetros como pressão, vazão, temperatura, vibração, viscosidade, grau de contaminantes, de modo a estimar o melhor momento para intervir no equipamento ou sistema, evitando a ocorrência de defeitos e falhas. Exemplos: termografia, ferrografia, análise de vibração.
- ★ Manutenção Detectiva – Intervenção efetuada por meio de testes em dispositivos, equipamentos ou sistemas que não estão em operação, buscando-se a detecção de falhas ocultas. Exemplos: teste de sistema

de combate a incêndio, calibração de relés de proteção e PSV, teste de atuação de disjuntores.

- ★ Manutenção Evolutiva (reprojeto) – Alterações em equipamentos ou sistemas visando a um ou mais dos seguintes objetivos: aumento do tempo médio entre falhas, diminuição do tempo médio para reparo, aumento da confiabilidade, diminuição de custos de manutenção.

A P-63 possuirá procedimentos documentados de todas as atividades de manutenção dos equipamentos que compõem a unidade.

e) *Sistema de Segurança*

Os equipamentos de processo da P-63 possuirão dispositivos para controle básico e sistemas instrumentados para proteção adicional de pessoal e/ou equipamentos essenciais.

O processo geral consistirá das áreas principais: Processamento, Embarcação e Utilidades, com as áreas de controle funcionais subdivididas conforme descrito a seguir:

★ **Processo:**

Facilidades para processamento de óleo, tratamento e compressão de gás natural, tratamento e injeção de água, controle de poços, monitoração e controle dos *risers* e recebedores de *pig*.

★ **Embarcação:**

Facilidades para monitoramento do nível de tanques de carga, monitoramento de esforços, controle de estabilidade, transferência de óleo, operação de bomba de carga, medição e transferência de custódia.

★ Utilidades:

Facilidades para geração e distribuição de energia, geração e distribuição de vapor, geração e distribuição de energia essencial e de emergência.

Estes sistemas são concebidos através de uma combinação de:

- ★ Sistema de detecção de fogo e gás;
- ★ Sistema de combate a incêndio;
- ★ Sistema de parada de emergência;
- ★ Sistema de abandono, fuga e resgate;
- ★ Sistema de comunicação;
- ★ Sistema de transferência de óleo.

• *Sistema de detecção de fogo e gás*

O sistema de detecção de fogo e gás (F&G) atenderá a toda a unidade, sendo desenvolvido obedecendo a critérios da certificadora ABS. De uma maneira geral, o sistema de detecção de fogo e gás compreende o monitoramento de todas as áreas onde misturas explosivas e/ou inflamáveis possam ocorrer.

A detecção desses eventos irá, então, iniciar o alerta aos tripulantes através do sistema público de informação e iniciar uma série de ações visando minimizar as consequências do evento. Ações de controle encontradas no sistema de gás e incêndio têm interface direta com o sistema de ESD (parada de emergência) e permitem a evacuação dos tripulantes com segurança. O sistema de detecção F&G consiste de:

- ★ Detecção automática de fogo ou presença de mistura combustível;
- ★ Iniciação de alarmes visuais e sonoros para aviso de perigo a todos os tripulantes;
- ★ Ativação do sistema de dilúvio na área afetada e em áreas adjacentes;
- ★ Ativação do sistema de bloqueio automático para fechar os poços, separadores de teste e planta de utilidades, se necessário;
- ★ Inundação de áreas afetadas com CO₂ de maneira a extinguir o fogo;

- ★ Ativação manual do bloqueio e sistema de proteção de incêndio, caso necessário;
 - ★ Alarme imediato no painel de controle quando da detecção de incêndio;
 - ★ Painel central de F&G para a unidade localizada na sala de controle, que contempla toda a área de processo e recebe informações consolidadas dos subpainéis localizados em outras áreas da unidade;
 - ★ Dispositivos de detecção de calor, fumaça e gases combustíveis;
 - ★ Dispositivos sensíveis à radiação ultravioleta (UVIR);
 - ★ Alarmes visuais e sonoros.
- *Sistema de combate a incêndio*

O sistema de combate a incêndio seguirá todos os requisitos específicos da Convenção SOLAS, como por exemplo: sistemas de detecção e alarme, saídas de emergência, rotas de fuga, exercícios de combate a incêndio, manuais de treinamento, etc. Os compartimentos da praça de máquinas estarão protegidos por sistema fixo de CO₂ e o heliponto protegido por um sistema de combate a incêndio (espuma e CO₂).

O sistema de água de incêndio terá capacidade de suprir demanda máxima para:

- ★ Sistema de dilúvio para a área de processo;
- ★ Sistema de espuma para convés principal, heliponto e estações de *offloading*;
- ★ Sistema de hidrantes e mangueiras.

O sistema de distribuição será composto por um anel de incêndio que permitirá a distribuição de água de incêndio em toda a unidade operacional.

A topologia do sistema de distribuição de água de combate a incêndio permitirá o suprimento de água a partir de dois caminhos interligados, porém independentes, de forma que na ocorrência de danos a qualquer um dos caminhos, o sistema continua mantendo a capacidade de atendimento. O sistema

principal de combate a incêndio será mantido pressurizado de forma a permitir a operação do sistema no menor tempo possível.

Válvulas de dilúvio serão instaladas em área segura, protegidas de radiação térmica. O sistema possuirá bombas dedicadas para atendimento da demanda total de água de incêndio, considerando uma configuração que permita manutenção em uma das unidades sem comprometimento da capacidade nominal do sistema.

O sistema de captação de água de incêndio terá a configuração de 03 X 50%, com partida automática em caso de detecção de fogo. As 03 unidades de bombas de incêndio estarão localizadas em compartimentos exclusivos, independentes e distribuídas da seguinte forma:

- ★ 01 unidade diesel hidráulica com bomba centrífuga horizontal, localizada na proa pelo bordo de boreste, em compartimento independente. Vazão de 1600 m³/h e pressão de descarga de 900 kPa (identificação da bomba: 71-DD-6802).
- ★ 01 unidade diesel hidráulica com bomba centrífuga horizontal, localizada na proa pelo bordo de bombordo, em compartimento independente. Vazão de 1600 m³/h e pressão de descarga de 900 kPa (identificação da bomba: 71-DD-6803).
- ★ 01 unidade diesel com bomba centrífuga horizontal, localizada na praça de máquinas. Vazão de 1600 m³/h e pressão de descarga de 1300 kPa (identificação da bomba: 71-DD-6801).

O sistema de combate a incêndio incluirá um sistema principal de espuma com conectores para os monitores de espuma e válvulas de dilúvio distribuídas no convés principal e módulos, em ambos os bordos da embarcação.

A espuma deverá ser suprida por monitores, nas áreas abertas do convés, e por bocais de dilúvio nas áreas sob os módulos. Um sistema fixo de extinção de incêndio para o heliponto e para as estações de *offloading* será fornecido.

O sistema de espuma existente é composto por 02 tanques de armazenamento de espuma com capacidade de 10,2 m³ cada, incluindo bombas de espuma em configuração de 2X100%, com capacidade de 31,8 m³ cada.

O número e a posição dos monitores nas áreas abertas e bocais de dilúvio abaixo dos módulos de processo serão adequados para fornecer cobertura total da área de tanques do convés, tal como dentro de qualquer tanque de carga que estiver aberto devido à ruptura no convés.

A área do *deck* sob os módulos de processo serão cobertas pelos bocais de dilúvio, já que a mesma não poderá ser alcançada pelos monitores.

Um sistema fixo de extinção de incêndio será instalado para as estações de *offloading* e para o heliponto. No heliponto, esse sistema visa proteger a área de pouso em todas as condições de tempo e é composto por 03 monitores, posicionados num ângulo de 120° um do outro, de forma que 02 monitores estejam disponíveis ao mesmo tempo para qualquer direção do vento.

São apresentados no Quadro II.2.4-14 os principais equipamentos referentes ao sistema de combate a incêndio da P-63.

Quadro II.2.4-14 - Equipamentos utilizados no sistema de combate a incêndio na P-63.

EQUIPAMENTO	CARACTERÍSTICAS
71-DD-6801	Vazão de 1.600 m ³ /h e pressão de descarga de 1.300 kPa
71-DD-6802	Vazão de 1.600 m ³ /h e pressão de descarga de 900 kPa
71-DD-6803	Vazão de 1.600 m ³ /h e pressão de descarga de 900 kPa
71-PA-6801/6803	Vazão de 50 m ³ /h pressão de descarga de 1.300 kPa
Equipamento de CO ₂	Distribuídos na sala de máquinas, sala de bombas, sala de equipamentos elétricos

O sistema de combate a incêndio da P-63 consiste dos seguintes subsistemas:

- ★ Água;
- ★ Espuma;
- ★ Sistema de CO₂ de combate a incêndio;
- ★ Extintores portáteis.

✓ *Subsistema de água*

★ *Rede fusível plug*

Este sistema consiste em manter uma rede de diâmetro de 3/8 polegada, pressurizado com ar e com a presença de fusíveis *plug* ao longo de toda sua extensão. Uma vez rompidos estes fusíveis *plug* por alta temperatura oriunda da presença de fogo, ocorre a atuação, na sequência, do pressostato presente na linha de ar comprimido que atende os fusíveis *plugs*. Este envia um sinal digital que abrirá a válvula de dilúvio para o local correspondente à ocorrência. Imediatamente ocorre a partida das bombas de combate a incêndio, alimentando com água a rede de dilúvio correspondente. A área de abrangência deste sistema é a área de processo, área de produtos químicos e o *flare*.

★ *Anel de incêndio*

Este sistema é mantido pressurizado e tem a sua abrangência ao longo de toda a unidade. O acionamento é feito de forma manual pelo operador da área ou pelo automatismo definido pela lógica de segurança, após ocorrência da atuação do sistema de detecção de fogo.

A água para combate a incêndio será proveniente de um sistema dedicado que terá topologia adequada para manter a capacidade de atendimento de 100% da demanda de água de incêndio para o pior cenário de incêndio.

Em caso de perda de energia, as bombas continuarão a operar, pois são acionadas por motores a diesel independentes.

A P-63 possuirá, ainda, estações com hidrantes e mangueiras de incêndio, que, além de atenderem a pontos existentes na unidade, deverão atender ao heliponto e à área de processo.

O sistema de combate a incêndio possuirá também um sistema de dilúvio, cujo objetivo é aspergir água sobre equipamentos de processo de forma a resfriá-los e reduzir o risco de aumento do incêndio. Este sistema deverá ser imediatamente acionado sempre que percebido foco de incêndio na área e está previsto para atender às seguintes áreas:

- ★ Separadores;
- ★ Tratadores eletrostáticos;
- ★ Lançadores de *pig*;
- ★ Compressão de gás;
- ★ Injeção de produtos químicos;
- ★ *Risers e manifolds* de superfície.

✓ *Subsistema de espuma*

O sistema de espuma da P-63 atenderá a área de heliporto, de armazenamento de combustíveis e tanques de carga.

Será dotada de sistema de líquido gerador de espuma (LGE), para alimentação de canhões. O sistema pode ser acionado diretamente pela sala de controle, caso necessário, através de uma interconexão entre anel de incêndio e sistema de espuma. O princípio de funcionamento do sistema se baseia no tubo venturi, que alimenta o sistema de canhões que forem acionados.

✓ *Subsistema de CO₂*

O sistema de CO₂ será aplicado para combate a incêndio na praça de máquinas, casa de bombas, sala de painéis elétricos, módulos de geração principal e geração de emergência.

Estas áreas serão dotadas de alarmes para alerta e para possibilitar a evacuação de pessoal do local antes do acionamento do sistema de CO₂.

Através de botoeiras distribuídas pelos diversos pontos da unidade, em caso de necessidade, este sistema somente poderá ser acionado manualmente após ser garantida a retirada de todas as pessoas da sala. O seu acionamento gera um alarme na estação central de operação e supervisão (ECOS), além do alarme de emergência em toda unidade.

O sistema de segurança da unidade operacional será composto de vários sistemas e subsistemas, compostos por unidades fixas e móveis de detecção e combate a incêndio.

✓ *Extintores portáteis*

Extintores de incêndio serão disponibilizados na UEP de acordo com a legislação brasileira pertinente.

• *Sistema de parada de emergência*

A P-63 possuirá um fluxograma de ações a serem tomadas caso ocorram situações anormais de processo e emergenciais, consistindo em níveis de bloqueio. Os agentes motivadores que determinam o status da unidade e, conseqüentemente, a escolha de um dentre os quatro níveis de emergência, são claramente apresentados no fluxograma. Os níveis de bloqueio são apresentados em ordem crescente de prioridade conforme a seguir:

- ★ Nível 1 - Bloqueio de equipamento ou sistema;
- ★ Nível 2 - Bloqueio de processo;
- ★ Nível 3 - Bloqueio de processo e utilidades;
- ★ Nível 4 - Bloqueio da unidade.

O sistema de parada de emergência tem como função intervir em um dado processo ou em um equipamento específico do processo durante uma ocorrência insegura. Esse sistema é acionado sempre que ocorre uma situação que possa resultar na formação de atmosfera explosiva ou presença de fogo, bem como na ocorrência de determinadas condições operacionais, como pressão muito alta e nível muito alto no separador de produção.

Os componentes do sistema de parada de emergência são identificados e documentados de forma a diferenciá-los de outros sistemas. Podem proporcionar:

- ★ Bloqueio automático de equipamentos para proteção da tripulação e facilidades;
- ★ Redundância de *softwares* e *hardwares*;
- ★ Autoteste;

- ★ Fácil manutenção, reparo e identificação de falhas.

O sistema permite ser acionado manualmente através de botoeiras localizadas na sala de controle, área de processo, heliponto e área de botes salva-vidas.

- *Recursos de abandono, fuga e resgate*

O sistema de salvatagem a bordo seguirá todas as determinações nacionais (NORMAM e NR) e internacionais (Convenção SOLAS).

Todos os treinamentos aplicáveis definidos pela Convenção Internacional para Salva-Guarda da Vida Humana no Mar (SOLAS) serão cumpridos dentro da periodicidade estipulada e registrados nos livros de bordo: incêndio, abandono, governo de emergência, homem ao mar, etc.

Os recursos de abandono, fuga e resgate têm o propósito de prover condições seguras de escape para todos os tripulantes da unidade.

Fazem parte dos recursos da P-63:

- ★ 04 baleeiras fechadas e motorizadas com capacidade para 63 pessoas cada;
 - ★ 01 bote para resgate de homem ao mar com capacidade para 06 pessoas;
 - ★ 05 balsas de resgate com capacidade para 25 pessoas cada;
 - ★ Sinalizadores de emergência de tipos variados;
 - ★ Equipamentos completos de respiração autônoma.
- *Sistema de comunicação*

Em termos de segurança, a principal função do sistema de comunicação de emergência é comunicar aos serviços de resgate a decisão de abandonar a unidade ou requerer resgate de pessoas feridas. Estão previstos dois subsistemas de comunicação a bordo:

- ★ Subsistema de intercomunicação, avisos e alarmes: constituído de transdutores sonoros (cornetas, alto-falantes, etc.) instalados em todas as áreas da UEP, permitindo a emissão de chamadas e avisos em alta voz, acompanhados, quando necessário, por alarmes de emergência específicos (emergência e abandono da Unidade). Esse sistema é mantido por fonte ininterrupta de energia (UPS- *Uninterrupted Power Supply*).

O funcionamento desses dois alarmes será gerenciado remotamente pelo sistema de segurança da unidade que, através de conexão com o sistema de intercomunicação, automaticamente aciona o sinal de alarme respectivo. Nas áreas ruidosas, as chamadas e os alarmes serão acompanhados de sinalização visual através do uso de lâmpadas de estado na cor branca / cristal. Os avisos de emergência têm prioridade máxima durante o soar de um tom de alarme. Quando emitidos a bordo, o nível sonoro do tom de alarme em curso é emudecido automaticamente. Os cabos da rede desse sistema serão resistentes a fogo, não contribuindo para a sua propagação.

- ★ Subsistema de radiocomunicações e sistema GMDSS: constituídos de transceptores para radiocomunicação em diversas faixas de frequência (HF, VHF e UHF). São utilizados para contato radiofônico com estações costeiras e com embarcações de apoio no mar. O sistema GMDSS (Sistema para Salvaguarda da Vida Humana no Mar) é utilizado nos casos de acidentes na unidade, sempre que há necessidade de auxílio externo. Ambos os sistemas serão mantidos por fontes independentes e sistema de baterias exclusivo, estando conectados a fontes ininterruptas de energia (UPS).

No caso de uma emergência a bordo, devem ser contactados os serviços de resgate e os escritórios da Petrobras em Macaé. Essas ações deverão ser conduzidas a partir da sala de rádio, baseadas nas instruções fornecidas pelo gerente da UEP. Esse processo de comunicação deverá ser conduzido via telefone e rádio VHF, incluindo notificações à base de apoio, serviços de transporte aéreo, barcos de apoio, além de outras unidades operando na área.

Os principais sistemas de comunicação são:

★ **Comunicações externas:**

- ↪ Inmarsat- C(GMDSS);
- ↪ Inmarsat Mini-M (*voice and facsimile*);
- ↪ HF/SSB-SMM Network (serviço móvel marinho) que permita comunicação com a unidade de apoio e EMBRATEL;
- ↪ VSAT (*voz e facsimile* via PABX e registro);
- ↪ Rádio UHF digital;
- ↪ Rádio marítimo VHF (GMDSS);
- ↪ Rádio marítimo MF/HF (GMDSS);
- ↪ Rádio aeronáutico (VHF/AM).

★ **Comunicações internas:**

- ↪ Estação de rádio UHF localizada na sala de controle de rádio;
- ↪ Rádio UHF portátil intrinsecamente seguro.

f) *Sistema de Medição e Monitoramento*

A medição e o monitoramento dos parâmetros operacionais estarão integrados ao sistema ECOS (Estação Central de Operações e Supervisão), a partir de instrumentos de campo e sistemas de controle e automação.

• *Sistema de medição*

Este sistema tem por finalidade a medição fiscal do volume de produção conforme Decreto nº 2.705 de 03/08/1998, a medição de apropriação para determinação dos volumes de produção de cada campo num conjunto de campos ou a cada poço num campo, a medição operacional para o controle da produção e a medição da transferência de custódia, que totalizarão os volumes transferidos a terceiros.

A medição dos fluidos produzidos pela UEP P-63 seguirá o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural aprovado pela Portaria Conjunta Nº 1 ANP / INMETRO, de 19 de junho de 2000.

Os procedimentos de medição de todos os fluidos serão compatíveis com o Regulamento Técnico citado, com as normas NBR, quando disponíveis, e com as normas API contidas no *Manual of Petroleum Measurement Standards*, dentre outras. Os resultados das medições serão apresentados nas condições de referência (20°C e 101.325 Pa abs.) com correção feita pelos computadores de vazão.

Todos os instrumentos de medição, sejam eles primários (medidores de vazão, trechos de medição, etc.), secundários (transmissores de pressão, transmissores de pressão diferencial, temperatura, etc.) ou terciários (computadores de vazão, sistemas supervisórios, etc.), serão entregues à operação com certificados de calibração de laboratório da RBC (Rede Brasileira de Calibração) ou de organismos reconhecidos pelo INMETRO e seus modelos deverão estar homologados pelo INMETRO, ou seja, com aprovação de modelo (ATM) válida.

Para o caso dos computadores de vazão, será apresentada evidência de que os algoritmos utilizados estejam de acordo com as normas requeridas pela Portaria Conjunta citada, além de apresentadas as estimativas de incerteza para os resultados obtidos dos volumes totalizados.

As incertezas de medição serão levantadas no início da operação dos sistemas de medição e irão requerer o acompanhamento sistemático visando atender aos limites estabelecidos pela Portaria Conjunta.

O Quadro II.2.4-15 apresenta os pontos de medição previstos para a P-63.

Quadro II.2.4-15 - Pontos de medição previstos para a UEP P-63.

FLUIDO	PONTO DE MEDIÇÃO P-63	CLASSIFICAÇÃO
Óleo	Descarga da bomba de carga	Medição de custódia (LACT)
	Descarga da bomba de transferência (da planta de processo para os tanques de carga)	Medição fiscal
		Calibração da medição fiscal
	Separador de teste	Medição de apropriação
	Separadores de produção	Medição operacional
Petróleo combustível	Medição fiscal	

Quadro II.2.4-15 - (conclusão)

FLUIDO	PONTO DE MEDIÇÃO P-63	CLASSIFICAÇÃO
Gás	Gas Lift / Injetado Individual	Medição de apropriação
	Gas Lift Total	Medição operacional
	Separadores de produção	Medição operacional
	Consumidores de gás combustível	Medição operacional
	Gás combustível total	Medição fiscal
	Linha de reinjeção	Medição fiscal
	Tocha	Medição fiscal
	Separador de teste	Medição de apropriação
Água do mar	Injeção	Medição operacional
Água de formação	Produzida do separador de teste	Medição de apropriação
	Produzida	Medição operacional
	Descarte	Medição operacional

- *Sistema de monitoramento*

O Sistema ECOS será composto por estações de trabalho e computadores para configuração dos controladores lógicos programáveis (CLP) interligados por uma rede, permitindo ao operador a supervisão, monitoramento e operação de todos os sistemas da unidade.

Do console central do sistema ECOS será possível monitorar e operar toda a unidade, incluindo a planta de processo e utilidades, sistemas de segurança e elétricos, além de áreas de difícil acesso e risco, tais como lançadores/recebedores de pig, salas de bombas, área de processo, convés principal, praça de utilidades e heliponto, permitindo ao operador a execução das operações de controle e supervisão dos sistemas remotamente.

g) *Sistema de Geração de Energia de Emergência*

A UEP P-63 será provida de um sistema de geração de energia de emergência composto por 01 moto gerador movido a diesel, com potência nominal de 1.800 kW em tensão de 480 V.

O sistema de partida da unidade diesel geradora de emergência deverá proporcionar meios de partida elétrica ou partida pneumática.

Este sistema deverá operar em caso de falta da geração principal ou da geração essencial para manter uma parte específica das cargas da unidade operacional (emergência) relacionadas com a segurança de pessoal e instalações.

Os subsistemas atendidos pelo sistema de geração de energia de emergência são:

- ★ Sistema de detecção de gás/incêndio;
- ★ Sistema de combate a incêndio (água / CO₂);
- ★ Circuito interno de TV;
- ★ Sistema de parada de emergência;
- ★ Iluminação de heliponto;
- ★ Iluminação de emergência: iluminação mínima exigida para garantir a segurança na realização do abandono da UEP e/ou na realização dos trabalhos, que se fizerem necessários, quando da ocorrência de uma parada de emergência;
- ★ Luzes de auxílio à navegação;
- ★ Luzes de obstáculo aéreo;
- ★ Telecomunicações e intercomunicadores;
- ★ Sistema de alarmes manuais e automáticos (visuais e sonoros);
- ★ Painel de controle do gerador de emergência;
- ★ Painel de controle das bombas de incêndio;
- ★ Sistema ECOS;
- ★ Sistemas de controle e auxiliares dos serviços essenciais (controle de poços, bombas de combate a incêndio, geradores e outros).

h) Sistema de Coleta, Tratamento e Descarte / Destinação de Fluidos

- *Efluentes sanitários*

Os efluentes sanitários gerados na P-63 (águas negras e cinzas) serão coletados em tanque específico e encaminhados para uma estação de tratamento de esgoto (ETE). Em linhas gerais, essa estação de tratamento será do tipo

biológico, sendo composta pelos compartimentos de aeração, estabilização e desinfecção com hipoclorito de sódio.

O sistema compreenderá tanque de coleta, bomba de descarga, unidade de tratamento e painel de controle local. Os efluentes serão recebidos no tanque de coleta, onde ocorrerá adição de oxigênio atmosférico pela injeção de ar (aeração) e consequente ação de microrganismos aeróbicos, que degradam as moléculas orgânicas do material, gerando, basicamente, dióxido de carbono, água e novas células. O efluente então passará para o tanque de decantação e receberá tratamento de desinfecção com hipoclorito de sódio antes de ser descartado no mar.

Após precipitação no tanque de decantação, as partículas sólidas saturadas (lodo de decantação) retornam ao tanque, iniciando outro ciclo de tratamento. O dióxido de carbono resultante da ação microbiana é liberado para atmosfera através de respiros.

Periodicamente o lodo residual do processo será removido e encaminhado para tratamento e disposição final em terra.

Ainda não há definição da marca e modelo da ETE que será instalada na P-63, entretanto, garante-se que a mesma terá capacidade para tratar todo o efluente sanitário gerado pela mesma. Seu sistema de tratamento será certificado com base nos requisitos da MARPOL 73/78.

O monitoramento dos efluentes será realizado conforme diretrizes constantes da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11, de 22/03/2011.

- *Águas e resíduos de cozinha*

As águas geradas na cozinha da P-63 passarão por um extrator de gordura e posteriormente os resíduos orgânicos serão triturados em partículas com tamanho inferior a 25 mm, segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartadas ao mar. A estimativa da quantidade de restos alimentares é de 400 g/d por pessoa.

- *Água de produção*

O sistema de tratamento de água de produção tem como objetivo tratar a água que é separada nos trens dos separadores de produção e nos tratadores de óleo, reduzindo o teor de óleo contido neste efluente e recuperando o óleo para reencaminhá-lo para reprocesso na planta de produção.

A planta de tratamento de água de produção da P-63, cuja capacidade total é de 51.700 m³/d é composta por baterias dedicadas de hidrociclones, além de um flotador.

A água produzida proveniente dos separadores de alta pressão e de baixa pressão será encaminhada para uma bateria de hidrociclones para remoção de petróleo, recebendo a montante dos mesmos a injeção de polieletrólito que favorece a coalescência das partículas oleosas.

A água produzida entra tangencialmente na involuta dos hidrociclones (local indicado pela seta azul da Figura II.2.4-32). Neste ponto há transformação de energia potencial (energia de pressão) em energia cinética (velocidade centrífuga). A força centrífuga provoca a migração do petróleo, fluido menos denso, para o centro do corpo do hidrociclone onde ele tende a coalescer, formando um cone de óleo. A água, fluido mais denso, é deslocada para a parede do tubo, saindo pela outra extremidade. Assim, o diferencial de pressão, aliado aos contornos internos dos revestimentos, cria um fluxo centrífugo permitindo a separação gravitacional da água do petróleo.

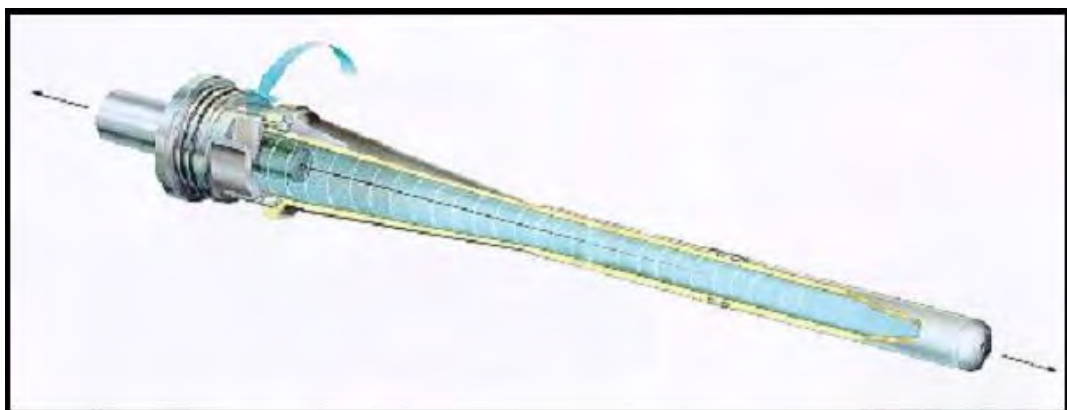


Figura II.2.4-32 - Esquema de operação de um hidrociclone.

A corrente de água será então direcionada para os resfriadores de água produzida, onde é resfriada para 80°C, sendo em seguida alinhada para o vaso flutuador. No vaso flutuador, os gases mecanicamente induzidos são liberados e fluem ascendentemente através da água. Estas bolhas de gás aderem-se ao petróleo dentro da água e combinam-se com outras bolhas de gás, contribuindo para separar as duas fases líquidas.

O rejeito oleoso dos hidrociclones, juntamente com o rejeito dos flutuadores, retorna para o sistema de processamento primário, em ponto a montante dos permutadores de calor óleo/água de produção.

A água produzida, proveniente do flutuador, será monitorada continuamente por um analisador de TOG em linha, antes de ser descartada no mar.

O descarte de água produzida obedecerá às condições estabelecidas na Resolução CONAMA nº 393, de 08/08/2007.

O sistema de tratamento estará dimensionado para que o efluente seja descartado com o TOG à concentração média aritmética simples mensal de 29 ppm, com valor máximo diário de 42 ppm, conforme exigência da Resolução CONAMA nº 393/2007.

Caso o teor de óleo na água seja superior a 29 mg/L, a mesma será desviada automaticamente para o tanque de água produzida / tanque de *Offspec*. Deste tanque, a água é bombeada para ponto a montante dos aquecedores de petróleo, para fins de reprocessamento no sistema de separação e tratamento de petróleo.

A Figura II.2.4-33 apresenta o fluxograma do sistema de tratamento da água produzida.

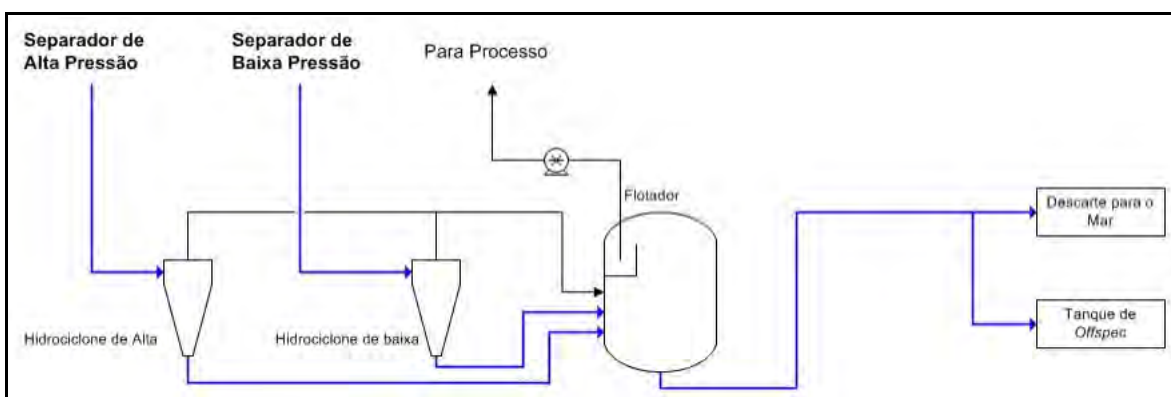


Figura II.2.4-33 - Fluxograma do sistema de tratamento da água de produção.

- *Efluente da planta de dessulfatação*

O efluente da planta de dessulfatação consiste de água concentrada de sais provenientes da própria água do mar. Devido a isso, não há tratamento deste efluente, que é descartado diretamente no mar.

- *Drenagem de conveses e águas oleosas*

O sistema de drenagem da P-63 será composto pelo tanque *Dirty Slop* e tanque *Clean Slop*.

O tanque *Dirty Slop* receberá para tratamento as águas provenientes do sistema de dreno aberto de áreas classificadas dos módulos instalados no convés e o petróleo proveniente do sistema de dreno fechado dos módulos de processamento, sendo esses efluentes bombeados para ponto a montante dos aquecedores de óleo, para fins de reprocessamento no sistema de separação e tratamento de óleo. Eventualmente em caso de parada para inspeção, os fluidos poderão ser alinhados para o tanque *Clean Slop*.

O tanque *Clean Slop* receberá para tratamento as águas provenientes do sistema de dreno aberto de áreas não classificadas dos módulos instalados no convés. Eventualmente em caso de parada para inspeção, os fluidos poderão ser alinhados para o Tanque *Dirty Slop*.

Antes de ser descartado ao mar, o efluente do Tanque *Clean Slop* é monitorado continuamente por um analisador de TOG em linha. Em caso de TOG maior que 15 mg/L, este efluente será transferido para o Tanque *Dirty Slop*.

- *Sistema de coleta e destinação de óleos sujos*

Os óleos lubrificantes usados, provenientes do sistema de utilidades, planta de processamento e equipamentos da P-63, serão alinhados de volta ao processo.

i) Caracterização e Disposição de Rejeitos

O gerenciamento dos resíduos sólidos gerados na P-63 seguirá os procedimentos constantes no MGR – Manual de Gerenciamento de Resíduos – da Petrobras para acondicionamento, transporte, armazenamento, disposição final e controle dos resíduos gerados na unidade, bem como as diretrizes constantes da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 01/11.

Os resíduos sólidos serão coletados de forma segregada e armazenados temporariamente a bordo da P-63, atendendo à Resolução CONAMA 275/2001 e à Norma ABNT/NBR - 10.004:2000.

Os resíduos serão desembarcados pelo Terminal Alfandegário de Imbetiba, em Macaé e transportados para as unidades de terra responsáveis pelo tratamento e disposição final.

A movimentação dos resíduos será registrada nas Fichas de Controle e Disposição de Resíduos (FCDR), que são gerenciadas através de um sistema informatizado de gerenciamento de resíduos (SIGRE) da Petrobras, e acompanhada da Requisição de Transporte (RT). Nas FCDR e RT, além do nome do gerador, tipo de resíduo, tipo de acondicionamento e quantidade gerada, também fica registrado o nome da unidade responsável pelo transporte, recebimento e encaminhamento para disposição final dos resíduos.

Campo de Maromba

II.2.4.C.3 - FPSO de Maromba

a) Sistema de Ancoragem

Ainda não há definição do sistema de ancoragem do FPSO a ser instalado no Campo de Maromba, em lâmina d'água de 150 m, nas coordenadas geográficas (datum SAD-69) latitude 23°28'9,26" sul e longitude 41°14'28,84" oeste. Entretanto, é prevista a utilização de um sistema de ancoragem do tipo *turret* ou *spread mooring*.

No sistema tipo *turret*, as linhas são conectadas no *turret* da unidade, de forma a não sofrerem interferência pelo giro do FPSO ao se alinhar com a resultante das forças ambientais. Na concepção *spread mooring*, as linhas são conectadas a vários pontos fixos, espalhados (*spread*) ao redor da UEP, não permitindo o giro do FPSO.

A concepção básica do sistema de ancoragem contempla linhas de ancoragem na concepção Catenária, compostas por amarras ou cabos de poliéster conectados a pontos de ancoragem do tipo âncoras de carga vertical ou âncora de arraste cravadas no solo marinho.

Detalhes a respeito da especificação do material de ancoragem tais como a descrição, as cargas de ruptura e a segmentação das linhas serão fornecidas em estudo complementar, após as análises do sistema de ancoragem e sua instalação.

b) Sistema de Conexão com as Linhas de Escoamento

Os *risers* flexíveis do FPSO do Campo de Maromba serão conectados às tubulações de recebimento da planta de processo instaladas no convés. Serão instalados enrijecedores nos *risers* para suavizar a curvatura no ponto de contato com as bocas de sino de chegada dos mesmos ao *Riser Balcony* ou *Turret*, dependendo do sistema de ancoragem a ser utilizado. O sistema de conexão do enrijecedor com a boca de sino é constituído por dois componentes básicos: uma boca de sino e um dispositivo de acoplamento.

As bocas de sino se encontram na extremidade dos *i-tubes*, nas quais são fixados os enrijecedores dos *risers*. Os *i-tubes* são sistemas compostos por tubo guia que permitem que os *risers* flexíveis fiquem suspensos no *riser deck* do FPSO.

c) Sistema de Detecção, Contenção e Bloqueio de Vazamentos

Para garantia de segurança, todas as linhas de escoamento de óleo e gás a serem utilizadas na unidade FPSO de Maromba possuirão transmissores que permitirão o monitoramento e o registro constante das suas pressões de

operação. Haverá sensores que geram alarmes em caso de queda ou aumento da pressão nas linhas. Todas as informações de segurança serão centralizadas na sala de controle da UEP.

O sistema de coleta e escoamento possuirá ainda válvulas de fechamento de emergência (ESDV – *Emergency Shut Down Valves*), que fecham automaticamente, em caso de condição anormal da UEP e desta forma interrompendo o fluxo de petróleo. Em caso de vazamentos, as ESDV também são utilizadas para interrupção do fluxo.

Os poços produtores serão compostos por linha de produção, linha de serviço, cabo elétrico de potência e umbilical eletro-hidráulico, que é responsável pelo comando eletro-hidráulico das válvulas da árvore de natal.

Caso sejam registrados parâmetros fora dos limites de operação, essas válvulas serão fechadas automaticamente; conseqüentemente, em caso de vazamentos, o fluxo é imediatamente interrompido.

Na planta de processamento e áreas de operação, os principais equipamentos possuem bandejas de contenção para o caso de qualquer vazamento. Estas são limpas periodicamente, sendo os eventuais resíduos direcionados ao sistema de dreno aberto de área classificada ou não classificada.

Além dos equipamentos e sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos, a UEP possuirá o plano de emergência individual (PEI) para derramamento de óleo, onde são definidos os procedimentos para ações de emergência dessa natureza.

A UEP será dotada de caixas com equipamentos e materiais de contenção para uso imediato em caso de vazamento de óleo na unidade, conforme definido na Convenção Internacional para Prevenção de Poluição causada por Navios – MARPOL 73/78.

d) *Sistema de Manutenção*

Manutenção conceitua-se como: (1) Conjunto de atividades técnicas e administrativas para detectar, prevenir ou corrigir falhas funcionais e potenciais (defeitos), com o objetivo de manter as condições operacionais e de segurança dos itens, sistemas ou ativos, conforme condições especificadas; (2) Conjunto de

ações que permitem restabelecer um bem para seu estado específico, ou medidas para garantir um serviço determinado (AFNOR NR 60-010).

A manutenção dos equipamentos será realizada durante todo o tempo de operação do FPSO de Maromba e envolverá uma grande variedade de atividades com a finalidade de conservar, melhorar ou restituir um componente, equipamento ou sistema.

O controle de manutenção dos sistemas instalados no FPSO de Maromba será gerenciado por sistema eletrônico que gerencia a manutenção de equipamentos e instalações, que apresenta relatórios de planejamento de manutenção, históricos e sobressalentes, além de outros dados fundamentais para a continuidade operacional da unidade. Todo o gerenciamento de manutenção será acompanhado pela equipe de apoio em terra, na base operacional.

A manutenção é classificada quanto ao tipo da intervenção:

- ★ Manutenção Corretiva – Intervenção efetuada após a ocorrência de falha para recolocar um equipamento em condições de executar suas funções.
- ★ Manutenção Preventiva – Intervenção realizada em equipamento que não esteja em falha, visando evitar ou corrigir defeitos, de modo a prevenir a ocorrência de uma falha. A manutenção preventiva pode ser:
 - a) Manutenção Preventiva Periódica ou Sistemática – Intervenção estabelecida através de programação com base no tempo (dia, semana, mês e ano) ou em unidade de operação (quilômetros rodados, horas de operação, etc), tendo os serviços e as trocas de peças executadas independentemente de haver defeitos. É oriunda dos planos de manutenção.
 - b) Manutenção Preventiva Não-Periódica ou Não-Sistemática - Intervenção efetuada em decorrência do conhecimento do estado operacional, oriundo de manutenção preditiva, ou observação. Não é oriunda de planos de manutenção, mas sim da iniciativa da operação ou da própria manutenção..
- ★ Manutenção Preditiva – Intervenção realizada com o equipamento em operação, buscando-se avaliar parâmetros como pressão, vazão,

temperatura, vibração, viscosidade, grau de contaminantes, de modo a estimar o melhor momento para intervir no equipamento ou sistema, evitando a ocorrência de defeitos e falhas. Exemplos: termografia, ferrografia, análise de vibração.

- ★ Manutenção Detectiva – Intervenção efetuada por meio de testes em dispositivos, equipamentos ou sistemas que não estão em operação, buscando-se a detecção de falhas ocultas. Exemplos: teste de sistema de combate a incêndio, calibração de relés de proteção e PSV, teste de atuação de disjuntores.
- ★ Manutenção Evolutiva (reprojeto) – Alterações em equipamentos ou sistemas visando a um ou mais dos seguintes objetivos: aumento do tempo médio entre falhas, diminuição do tempo médio para reparo, aumento da confiabilidade, diminuição de custos de manutenção.

A UEP possuirá procedimentos documentados de todas as atividades de manutenção preventiva, preditiva e corretiva dos equipamentos que compõem a unidade.

e) *Sistema de Segurança*

Os equipamentos de processo da unidade FPSO do campo de Maromba possuirão dispositivos para controle de processo básico e sistemas instrumentados para proteção adicional de pessoal e/ou equipamentos essenciais.

O processo geral consistirá das áreas principais: processamento, embarcação e utilidades, com as áreas de controle funcionais subdivididas conforme descrito a seguir:

- ★ Processo:

Facilidades para processamento de óleo, tratamento e compressão de gás natural, tratamento e injeção de água, controle de poços, monitoração e controle dos *risers* e lançadores / recebedores de *pig*.

★ Embarcação:

Facilidades para monitoramento do nível de tanques de carga, monitoramento de esforços, controle de estabilidade, transferência de óleo, operação de bomba de carga, medição e transferência de custódia.

★ Utilidades:

Facilidades para geração e distribuição de energia, geração e distribuição de vapor, geração e distribuição de energia essencial, geração e distribuição de energia de emergência.

Estes sistemas são concebidos através de uma combinação de:

- ★ Sistema de detecção de fogo e gás;
- ★ Sistema de combate a incêndio;
- ★ Sistema de parada de emergência;
- ★ Sistema de abandono, fuga e resgate;
- ★ Sistema de comunicação;
- ★ Sistema de transferência de óleo.

• *Sistema de detecção de fogo e gás*

O sistema de detecção de fogo e gás (F&G) da unidade FPSO do Campo de Maromba atenderá toda a unidade, sendo desenvolvido obedecendo critérios da certificadora. De uma maneira geral, o sistema de detecção de fogo e gás compreende o monitoramento de todas as áreas onde misturas explosivas e/ou inflamáveis possam ocorrer.

A detecção desses eventos irá, então, iniciar o alerta aos tripulantes através do sistema público de informação e iniciar uma série de ações visando minimizar as consequências do evento. Ações de controle encontradas no sistema de gás e incêndio têm interface direta com o sistema de ESD (parada de emergência) e permitem a evacuação dos tripulantes com segurança. O F&G consiste de:

- ★ Detecção automática de fogo ou presença de mistura combustível;
 - ★ Iniciação de alarmes visuais e sonoros para aviso de perigo a todos os tripulantes;
 - ★ Ativação do sistema de dilúvio na área afetada e em áreas adjacentes;
 - ★ Ativação do sistema de bloqueio automático para fechar os poços e plantas de processo e utilidades, se necessário;
 - ★ Inundação de áreas afetadas com CO₂ de maneira a extinguir o fogo;
 - ★ Ativação manual do bloqueio e sistema de proteção de incêndio, caso necessário;
 - ★ Alarme imediato no painel de controle quando da detecção de incêndio;
 - ★ Painel central de F&G para a unidade localizada na sala de controle, que contempla toda a área de processo e recebe informações consolidadas dos subpainéis localizados em outras áreas da unidade;
 - ★ Dispositivos de detecção de calor, fumaça e gases combustíveis;
 - ★ Dispositivos sensíveis à radiação ultravioleta (UVIR);
 - ★ Alarmes visuais e sonoros.
- *Sistema de combate a incêndio*

O sistema de combate a incêndio envolve toda a estrutura necessária para combater fogo: equipamentos e sistemas (CO₂, espuma, dilúvio, etc.), treinamento, planos e procedimentos. Dentre os principais equipamentos citam-se alarmes, bombas, cilindros, válvulas, tubulações, etc.

Informações detalhadas do sistema de combate a incêndio da unidade do Campo de Maromba serão fornecidas quando houver definição da unidade a ser utilizada para o desenvolvimento do Campo.

- *Sistema de parada de emergência*

A UEP do campo de Maromba possuirá um fluxograma de ações a serem tomadas caso ocorram situações anormais de processo e emergenciais, consistindo em níveis de bloqueio. Os agentes motivadores que determinam o

status da unidade e, conseqüentemente, a escolha de um dentre os quatro níveis de emergência, são claramente apresentados no fluxograma. Os níveis de bloqueio são apresentados em ordem crescente de prioridade conforme a seguir:

- ★ Nível 1 – Bloqueio de equipamento ou sistema;
- ★ Nível 2 - Bloqueio de processo;
- ★ Nível 3 - Bloqueio de processo e utilidades;
- ★ Nível 4 - Bloqueio da unidade.

O sistema de parada de emergência tem como função intervir em um dado processo ou em um equipamento específico do processo durante uma ocorrência insegura. Esse sistema é acionado sempre que ocorre uma situação que possa resultar na formação de atmosfera explosiva ou presença de fogo, bem como na ocorrência de determinadas condições operacionais, como pressão muito alta e nível muito alto no separador de produção.

Os componentes do sistema de parada de emergência são identificados e documentados de forma a diferenciá-los de outros sistemas. Podem proporcionar:

- ★ Bloqueio automático de equipamentos para proteção da tripulação e facilidades;
- ★ Redundância de *softwares* e *hardwares*;
- ★ Autoteste;
- ★ Fácil manutenção, reparo e identificação de falhas.

O sistema permite ser acionado manualmente através de botoeiras localizadas na sala de controle, área de processo, área de compressores, heliponto e área de botes salva-vidas.

- *Recursos de abandono, fuga e resgate*

Os recursos de abandono, fuga e resgate têm o propósito de prover condições seguras de escape para todos os tripulantes das UEP. Fazem parte dos recursos de abandono o helicóptero, as baleeiras e os botes salva-vidas.

Informações detalhadas dos recursos de abandono, fuga e resgate da unidade do Campo de Maromba serão fornecidas quando houver definição da unidade a ser utilizada para o desenvolvimento do Campo.

- *Sistema de comunicação*

Em termos de segurança, a principal função do sistema de comunicação de emergência é comunicar aos serviços de resgate a decisão de abandonar as unidades ou requerer resgate de pessoas feridas. Estão previstos dois subsistemas de comunicação a bordo para a unidade do campo de Maromba:

- ★ Subsistema de intercomunicação, avisos e alarmes: constituído de transdutores sonoros (cornetas, alto-falantes, etc.) instalados em todas as áreas da UEP, permitindo a emissão de chamadas e avisos em alta voz, acompanhados, quando necessário, por alarmes de emergência específicos (emergência e abandono da Unidade). Esse sistema é mantido por fonte ininterrupta de energia (UPS- *Uninterrupted Power Supply*);

O funcionamento desses dois alarmes será gerenciado remotamente pelo sistema de segurança da unidade que, através de conexão com o sistema de intercomunicação, automaticamente aciona o sinal de alarme respectivo. Nas áreas ruidosas, as chamadas e os alarmes serão acompanhados de sinalização visual através do uso de lâmpadas de estado na cor branca / cristal. Os avisos de emergência têm prioridade máxima durante o soar de um tom de alarme. Quando emitidos a bordo, o nível sonoro do tom de alarme em curso é emudecido automaticamente. Os cabos da rede desse sistema serão resistentes a fogo, não contribuindo para a sua propagação;

- ★ Subsistema de radiocomunicações e sistema GMDSS: constituídos de transceptores para radiocomunicação em diversas faixas de frequência (HF, VHF e UHF). São utilizados para contato radiofônico com estações costeiras e com embarcações de apoio no mar. O sistema GMDSS (Sistema para Salvaguarda da Vida Humana no Mar) é utilizado nos

casos de acidentes na unidade, sempre que há necessidade de auxílio externo. Ambos os sistemas serão mantidos por fontes independentes e sistema de baterias exclusivo, estando conectados a fontes ininterruptas de energia (UPS);

No caso de uma emergência a bordo, devem ser contatados os serviços de resgate e os escritórios da Petrobras em Macaé. Essas ações deverão ser conduzidas a partir da sala de rádio, baseadas nas instruções fornecidas pelo gerente da UEP. Esse processo de comunicação deverá ser conduzido via telefone e rádio VHF, devendo incluir notificações à base de apoio, serviços de transporte aéreo, barcos de apoio, além de outras unidades operando na área.

Os principais sistemas de comunicação são:

★ **Comunicações externas:**

- ↗ Inmarsat- C(GMDSS);
- ↗ Inmarsat Mini-M (*voice and facsimile*);
- ↗ HF/SSB-SMM Network (serviço móvel marinho) que permita comunicação com a unidade de apoio e EMBRATEL;
- ↗ VSAT (voz e *facsimile* via PABX e registro);
- ↗ Rádio UHF digital;
- ↗ Rádio marítimo VHF (GMDSS);
- ↗ Rádio marítimo MF/HF (GMDSS);
- ↗ Rádio aeronáutico (VHF/AM).

★ **Comunicações internas:**

- ↗ Estação de rádio UHF localizada na sala de controle de rádio;
- ↗ Rádio UHF portátil intrinsecamente seguro.

- *Sistema de transferência de óleo*

Informações detalhadas do sistema de transferência de óleo da unidade do Campo de Maromba serão fornecidas quando houver definição da unidade a ser utilizada para o desenvolvimento do Campo.

II.2.4.C.4 - Sistema de Medição e Monitoramento

A medição de fluidos para as unidades operacionais do Campo de Maromba seguirá o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural aprovado pela Portaria Conjunta Nº 1 ANP / INMETRO, de 19 de junho de 2000.

Os procedimentos de medição de todos os fluidos serão compatíveis com o Regulamento Técnico citado, com as normas NBR, quando disponíveis, e com as normas API contidas no *Manual of Petroleum Measurement Standards*, dentre outras. Os resultados das medições serão apresentados nas condições de referência (20°C e 101.325 Pa abs) com correção feita pelos computadores de vazão.

As incertezas de medição serão levantadas no início da operação dos sistemas de medição e irão requerer o acompanhamento sistemático visando atender aos limites estabelecidos pela Portaria Conjunta.

Informações detalhadas do sistema de medição e monitoramento da unidade do Campo de Maromba serão fornecidas quando houver definição da unidade a ser utilizada para o desenvolvimento do Campo.

a) Sistema de Geração de Energia de Emergência

Informações detalhadas do sistema de geração de energia de emergência da unidade do Campo de Maromba serão fornecidas quando houver definição da unidade a ser utilizada para o desenvolvimento do Campo.

b) Sistema de Coleta, Tratamento e Descarte / Destinação de Fluidos

- *Esgoto*

Os efluentes sanitários gerados na unidade do Campo de Maromba serão tratados antes do descarte no mar.

Ainda não há a informação sobre o tipo de tratamento, marca e modelo de estação de tratamento a ser utilizada na unidade do Campo de Maromba.

As estações de tratamento de esgotos serão certificadas com base nos requisitos da MARPOL 73/78. Os Certificados de Prevenção da Poluição por Esgotos serão obtidos pelas UEP tão logo as estações entrem em operação, sendo imediatamente encaminhados ao CGPEG/IBAMA. O monitoramento dos efluentes será realizado conforme diretrizes constantes da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11, de 22/03/2011.

Informações detalhadas do sistema de coleta, tratamento e descarte de esgoto da unidade do Campo de Maromba serão fornecidas quando houver definição da unidade a ser utilizada para o desenvolvimento do Campo.

- *Águas e resíduos de cozinha*

As águas geradas na cozinha da UEP do Campo de Maromba passarão por um extrator de gordura e posteriormente os resíduos orgânicos serão triturados em partículas com tamanho inferior a 25 mm, segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartadas ao mar. A estimativa da quantidade de restos alimentares é de 400 g/d por pessoa.

- *Água de produção*

Durante a produção de petróleo também ocorre a produção de água junto com o petróleo e gás natural. A água produzida será descartada no mar após tratamento, que tem como objetivo reduzir o TOG (Teor de Óleos e Graxas) mensal a níveis inferiores a 29 mg/L, em conformidade com a resolução CONAMA Nº 393/2007.

Informações detalhadas do sistema de tratamento e descarte de água de produção da unidade do Campo de Maromba serão fornecidas quando houver definição da unidade a ser utilizada para o desenvolvimento do Campo.

- *Drenagem de conveses e águas oleosas*

Informações detalhadas do sistema de drenagem de conveses e águas oleosas da unidade do Campo de Maromba serão fornecidas quando houver definição da unidade a ser utilizada para o desenvolvimento do Campo.

- *Sistema de coleta e destinação de óleos sujos*

Óleos lubrificantes usados, provenientes do sistema de utilidades e da planta de processamento da unidade de produção do campo de Maromba, serão alinhados de volta ao processo.

c) Caracterização e Disposição de Rejeitos

Nas unidades de produção do Campo de Maromba haverá área específica para acondicionamento temporário dos diferentes tipos de resíduos.

Os resíduos serão caracterizados e dispostos de acordo com a legislação vigente e com o Manual de Gerenciamento de Resíduos da Petrobras.

II.2.4.D - Curva prevista para produção de óleo, água e gás

Campo de Papa-Terra

A previsão de produção média anual de óleo, gás e água no Campo de Papa-Terra é apresentada no Quadro II.2.4-16 e nas curvas nas Figuras II.2.4-34, II.2.4-35 e II.2.4-36, como resultado do estudo de reservatórios. As curvas de produção ainda poderão ser reajustadas no decurso de novos estudos.

Quadro II.2.4-16 - Previsão de produção de óleo, gás e água para o Campo de Papa-Terra.

Ano	Potencial de Produção		
	Óleo (m ³ /d)	Gás (m ³ /d)	Água (m ³ /d)
2013	16422	703000	490
2014	21402	877000	5039
2015	20319	822000	13899
2016	16283	654000	21540
2017	13109	529000	27401
2018	11057	446000	32593
2019	9477	380000	36828
2020	8412	337000	39523
2021	7508	301000	40790
2022	6723	270000	41752
2023	6098	244000	42745
2024	5583	223000	43564
2025	5127	206000	44135
2026	4734	189000	44524
2027	4364	175000	44744
2028	4042	161000	44966
2029	3766	151000	45183
2030	3528	141000	45379
2031	3319	133000	45548
2032	3133	126000	45695
2033	2964	118000	45805

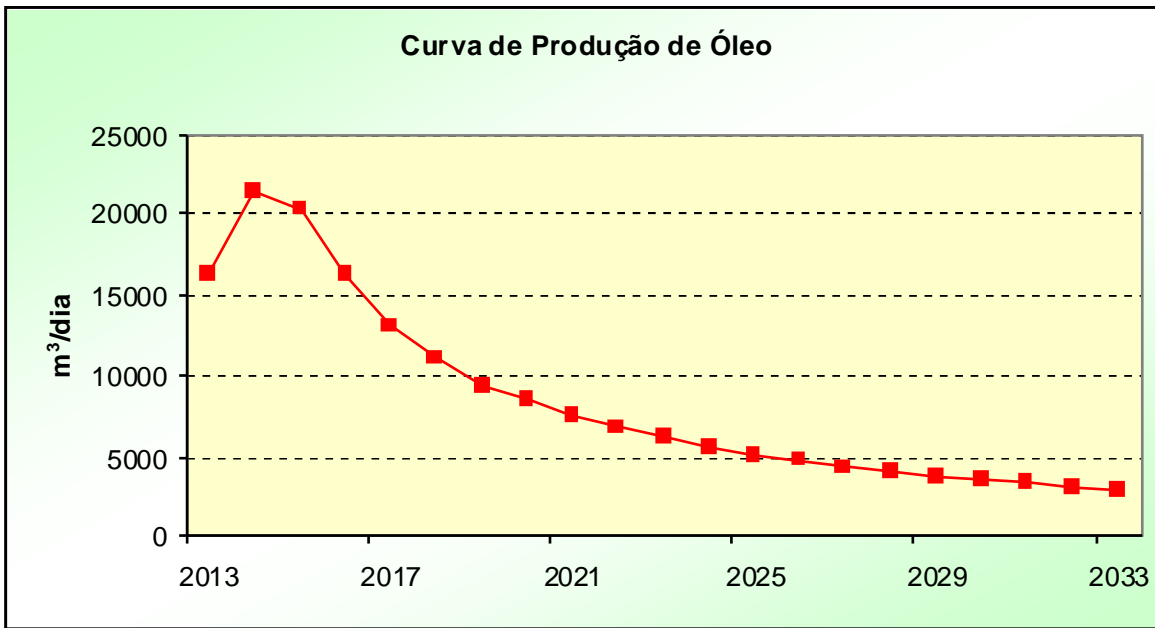


Figura II.2.4-34 - Previsão de produção de óleo para o Campo de Papa-Terra.

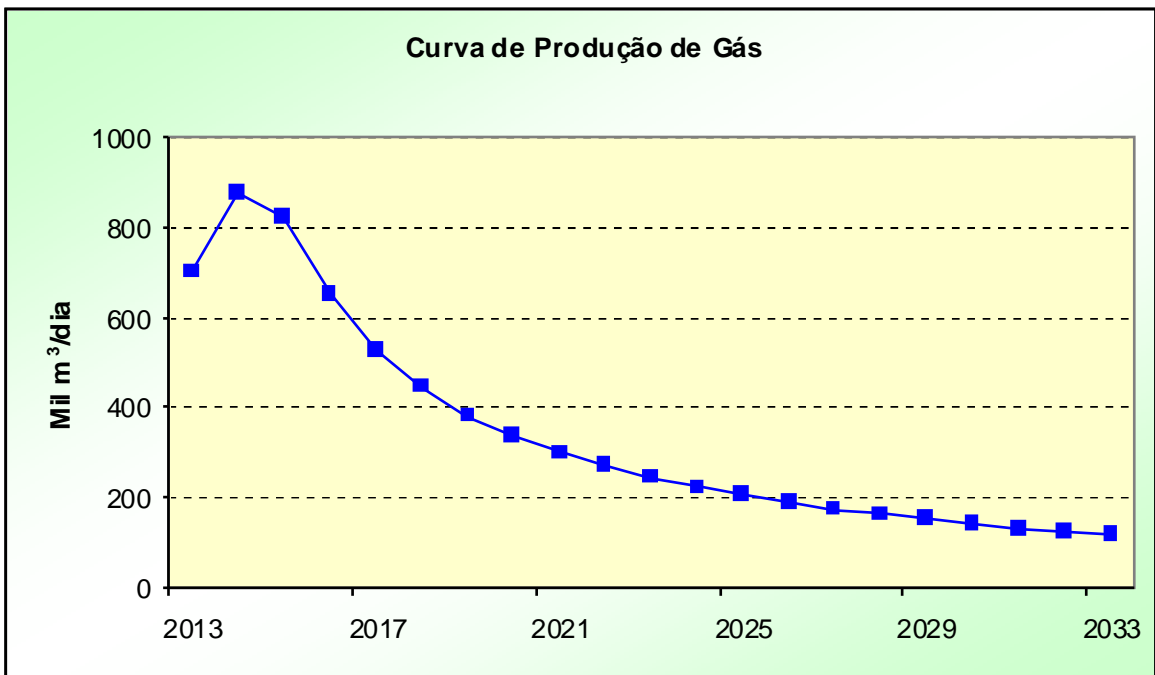


Figura II.2.4-35 - Previsão de produção de gás para o Campo de Papa-Terra.

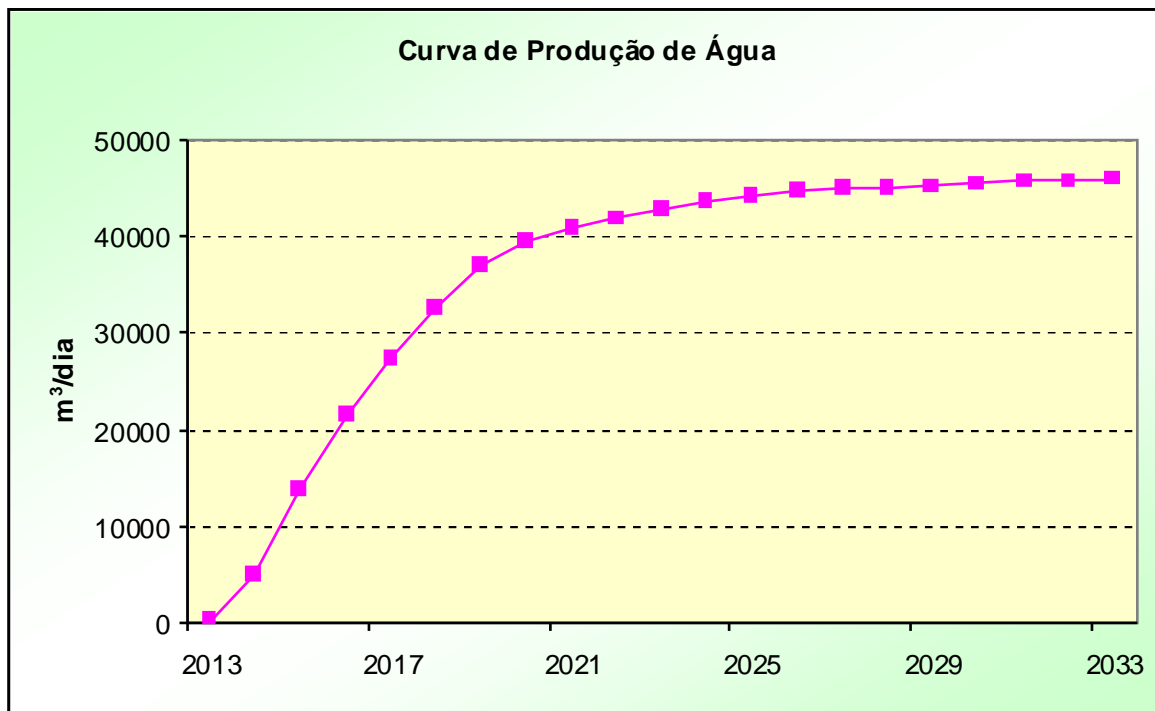


Figura II.2.4-36 - Previsão de produção de água para o Campo de Papa-Terra.

Campo de Maromba

Módulo 1

A curva de produção estimada para o sistema definitivo de produção e escoamento no Campo de Maromba tem seu início em 2015 e apresenta um pico de produção neste mesmo ano, de 12.602 m³/dia de óleo e 369.200 m³/dia de gás.

São apresentados no Quadro II.2.4-17 os indicadores de produção média anual de óleo, gás e água de produção, previstos para o módulo 1 de produção. As Figuras II.2.4-37, II.2.4-38 e II.2.4-39 apresentam estas curvas na forma de gráfico.

Quadro II.2.4-17 - Previsão de produção de óleo, gás e água e indicadores de injeção de água para o sistema definitivo de produção e escoamento no Campo de Maromba - Módulo 1.

ANO	POTENCIAL DE PRODUÇÃO		
	Óleo (m ³ /d)	Gás (m ³ /d)	Água (m ³ /d)
2015	12602	369200	6440
2016	6112	179100	18761
2017	3287	96300	18279
2018	2383	69800	19084
2019	1783	52200	16747
2020	1474	43200	15529
2021	1300	38100	15366
2022	1093	32100	13742
2023	901	26400	11659
2024	797	23400	10745

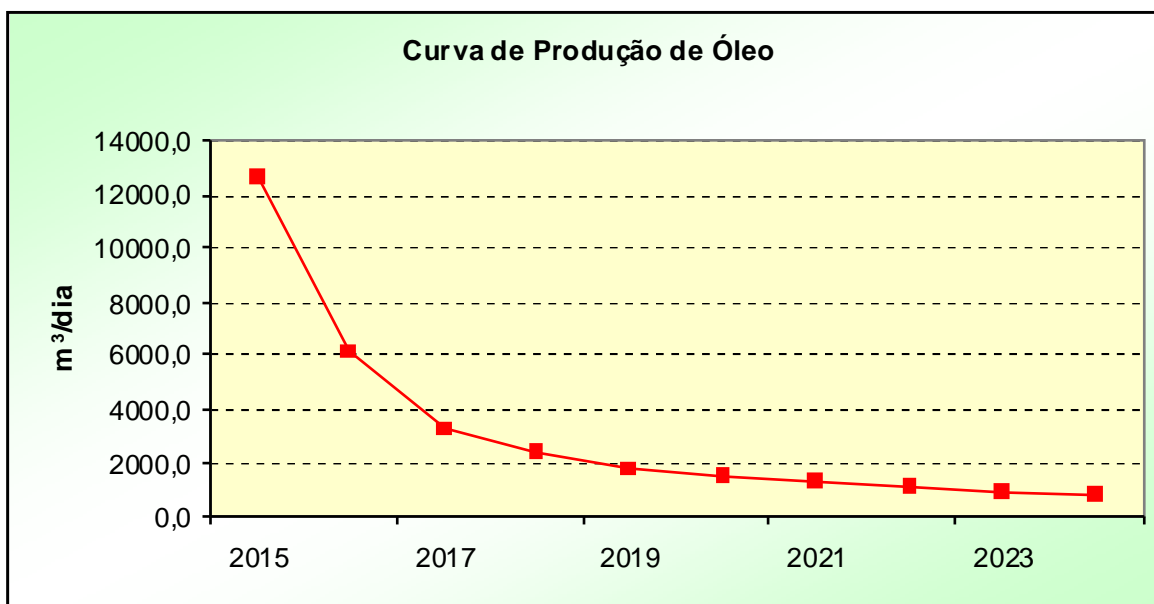


Figura II.2.4-37 - Previsão de produção de óleo para o sistema definitivo de produção e escoamento no Campo de Maromba - Módulo 1.

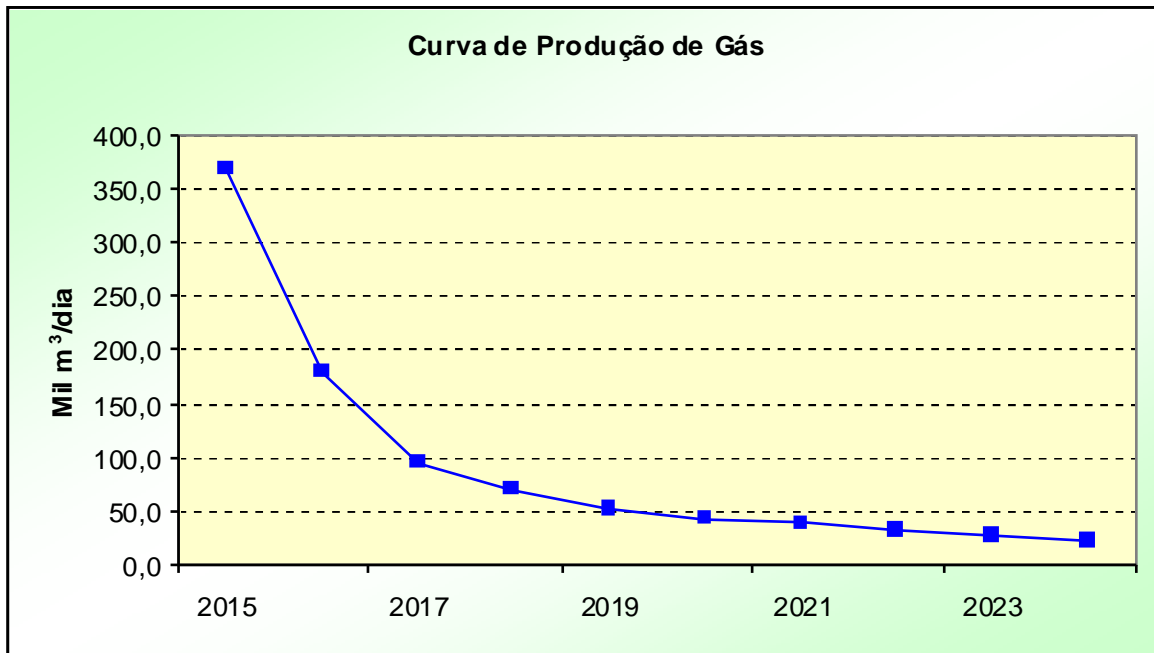


Figura II.2.4-38 - Previsão de produção de gás para o sistema definitivo de produção e escoamento no Campo de Maromba - Módulo 1.

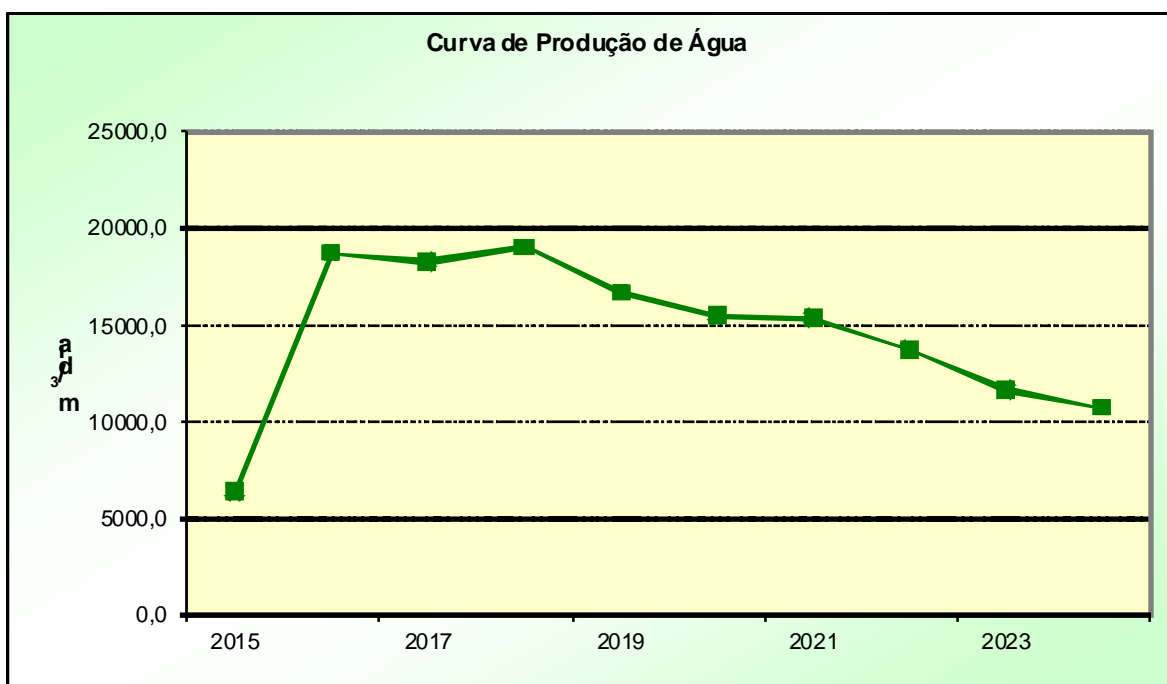


Figura II.2.4-39 - Previsão de produção de água para o sistema definitivo de produção e escoamento no Campo de Maromba - Módulo 1.

Teste de Longa Duração (TLD)

A curva de produção estimada para o teste de longa duração tem seu início em setembro de 2015, com duração prevista de 12 meses. São apresentados no Quadro II.2.4-18 os indicadores de produção média mensal de óleo, gás e água de produção, previstos para o TLD. As Figuras II.2.4-40, II.2.4-41 e II.2.4-42 apresentam estas curvas de produção na forma de gráfico.

Quadro II.2.4-18 - Previsão de produção de óleo, gás e água para o TLD.

DATA (MÊS/ANO)	POTENCIAL DE PRODUÇÃO (M ³ /D)		
	Óleo (m ³ /d)	Gás (m ³ /d)	Água (m ³ /d)
Set/2015	887,2	14929,6	0,1
Out/2015	918,0	15447,2	0,2
Nov/2015	917,9	15445,4	0,3
Dez/2015	917,8	15443,6	0,5
Jan/2016	917,7	15442,0	0,6
Fev/2016	917,6	15440,6	0,6
Mar/2016	917,5	15438,9	0,7
Abr/2016	917,4	15437,7	0,8
Mai/2016	917,4	15436,6	0,9
Jun/2016	917,3	15435,4	0,9
Jul/2016	917,2	15433,8	1,0
Ago/2016	917,1	15432,7	1,1
Set/2016	917,1	15431,8	1,2

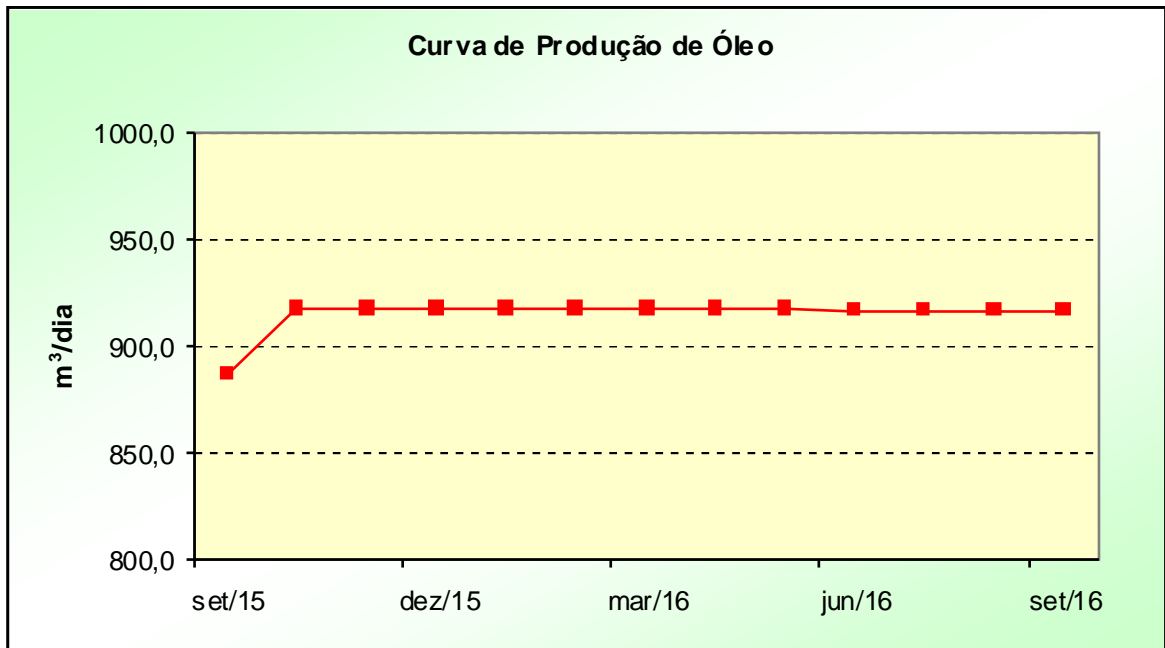


Figura II.2.4-40 - Previsão de produção de óleo para o TLD.

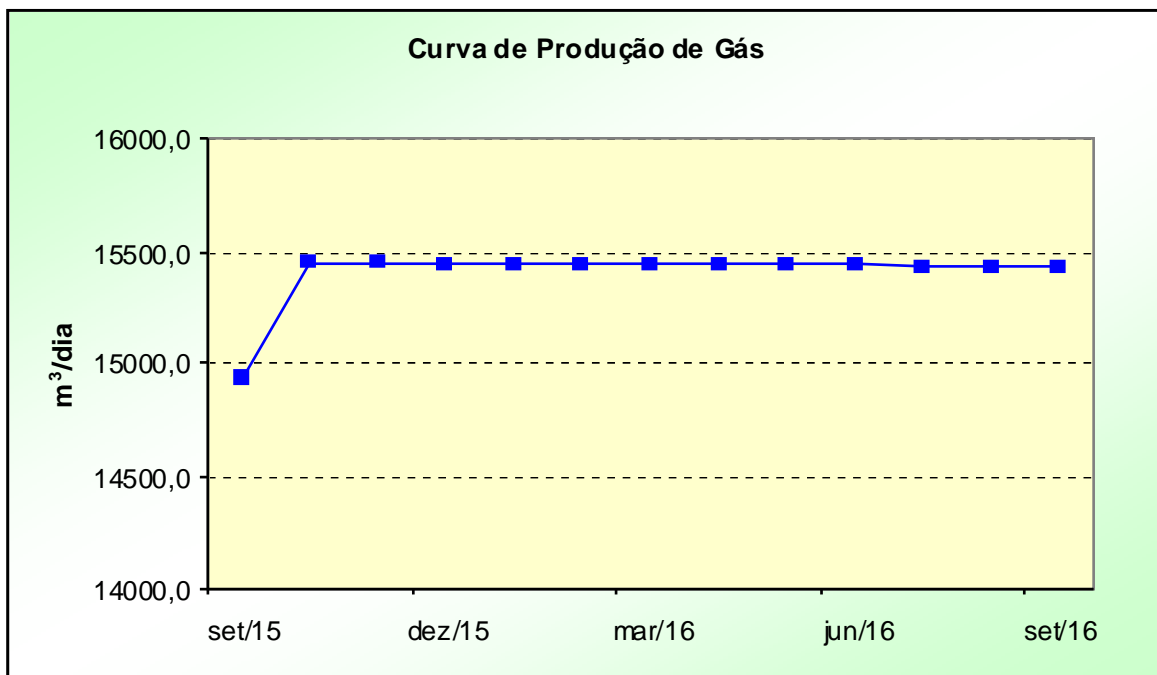


Figura II.2.4-41 - Previsão de produção de gás para o TLD.

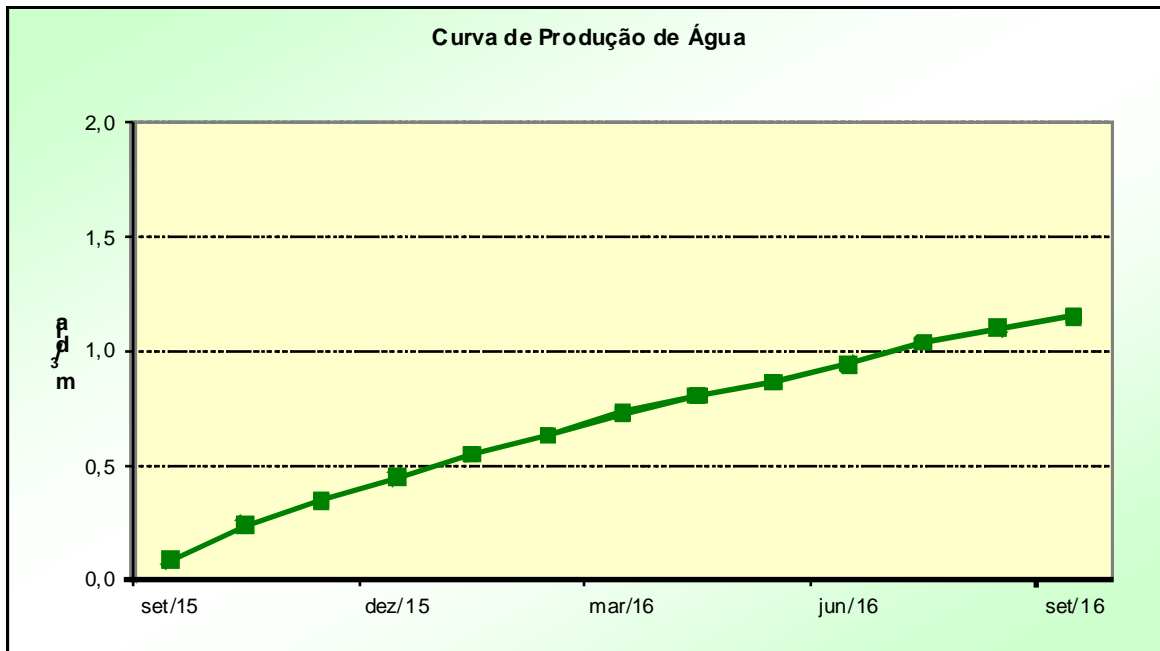


Figura II.2.4-42 - Previsão de produção de água para o TLD.

II.2.4.E - Descrição das operações de intervenção para os Campos de Papa-Terra e Maromba

Ao longo de sua vida útil, os poços de petróleo necessitam sofrer manutenções, sejam elas preventivas ou corretivas, como é comum a qualquer equipamento mecânico. Operações dessa natureza são denominadas “operações de intervenção”.

O termo “intervenção” designa um variado conjunto de operações em poços de petróleo que podem ser de maior ou menor complexidade, conforme os procedimentos necessários em cada situação. A complexidade se refletirá, também, no tempo necessário à realização dos trabalhos e nos riscos de segurança envolvidos.

Diversas são as razões que geram a necessidade de intervenção em um poço. Em geral, estas razões estão associadas à queda de produtividade, variações de pressão no anular poço-coluna, entupimentos pela produção de sólidos da formação ou pela precipitação de sais ou parafinas nas colunas e linhas de produção, etc. Deve-se ressaltar que, muitas vezes, faz-se necessário intervir em um poço sem se saber ao certo o que está causando seu mau

funcionamento, o que torna, na maioria das vezes, impossível a estimativa da duração de tempo dos trabalhos, assim como a ocasião de sua ocorrência e urgência.

Devido a estas situações, uma das principais características das operações de intervenção é a imprevisibilidade: não se sabe quando estas irão ocorrer ao longo da “vida” produtiva do poço. É certo que, em algum momento, em geral mais de uma vez, será necessário substituir parte do equipamento do interior do poço ou mesmo o equipamento por completo ou, ainda, realizar uma simples limpeza da coluna de produção.

- Descrição dos principais processos

Para efeito de clareza e de organização deste descritivo, as diversas modalidades de operações de intervenção foram classificadas em dois grupos principais: aqueles onde não é necessária a retirada da árvore de natal e aqueles onde a retirada da árvore de natal do poço se faz obrigatória.

O desdobramento de cada um desses grupos poderá ser visualizado no Quadro II.2.4-19.

Quadro II.2.4-19 - Atividades a serem realizadas em cada tipo de intervenção.

TIPOS DE INTERVENÇÃO	ATIVIDADE A SER REALIZADA
Sem a retirada da árvore de natal	<p>Operações com arame e/ou cabo elétrico:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Perfilagens; * Instalação/retirada de acessórios de coluna; * Operações de canhoneio; * Registro de pressão e temperatura; * Amostragem de fundo. <p>Operações com flexitubo:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Perfilagens; * Instalação/retirada de acessórios de coluna; * Bombeio de solventes e soluções ácidas; * Limpeza de colunas/revestimentos; * Indução de surgência (serviços com N2). <p>Estimulação</p> <p>Mudança de zona produtora ou injetora</p> <p>Conversão de poço</p>

(continua)

Quadro II.2.4-19 - (conclusão)

TIPOS DE INTERVENÇÃO	ATIVIDADE A SER REALIZADA
Com a retirada da árvore de natal	Substituição de equipamentos do poço Mudança de zona produtora ou injetora Conversão de poço Alteração do método de elevação Estimulação Contenção de areia Correção de cimentação Abandono

Obs. A árvore de natal molhada horizontal (ANMH) não necessita ser retirada para a desinstalação e reinstalação de coluna de produção.

a) Operações de intervenção sem a retirada da árvore de natal

As operações de intervenção realizadas sem a retirada da árvore de natal são aquelas em que equipamentos ou ferramentas são descidos no poço através de um arame, flexitubo ou um cabo eletromecânico. São em geral operações simples, que envolvem medições, colocação ou retirada de acessórios da coluna de produção ou, ainda, bombeio de soluções ácidas, solventes e nitrogênio.

Qualquer que seja a ação necessária, as operações seguirão a sequência:

- ★ Instalação do equipamento de segurança (BOPW – BOP de *workover*, instalado sobre a árvore de natal);
- ★ Descida do equipamento/ferramenta necessário para a operação a ser realizada no poço;
- ★ Execução da operação de intervenção propriamente dita;
- ★ Retirada do equipamento/ferramenta;
- ★ Desinstalação do equipamento de segurança (BOPW);
- ★ Entrega do poço para produção.

- Operações com arame e/ou cabo elétrico

As operações realizadas com arame e/ou com cabo eletromecânico são em geral de natureza simples, visando o monitoramento da produção, operações de canhoneio ou, ainda, colocação/retirada de acessórios da coluna.

Segue a descrição das principais operações:

- a) Perfilagens: estas operações são realizadas, em geral, para avaliar as possíveis causas de uma queda na produtividade dos poços e/ou avaliar as condições de fluxo. Através de um cabo eletromecânico, uma ferramenta é descida no poço para medir parâmetros (tais como: vazão de produção e temperaturas de fluxo);
- b) Instalação / retirada de acessórios da coluna: a coluna de produção é composta por inúmeros elementos, cada um deles prestando-se a uma finalidade operacional específica. Estas operações são realizadas para controlar temporariamente a passagem de fluidos pela coluna, para a substituição de válvulas de gas lift e para a abertura ou fechamento de intervalos de produção;
- c) Operações de canhoneio: estas operações são necessárias quando se decide colocar um novo intervalo em produção ou injeção, ampliar a densidade de furos no intervalo em questão e corrigir a cimentação. A operação de canhoneio é realizada com a descida de uma ogiva contendo cargas explosivas, que serão detonadas por impulsos eletromagnéticos, permitindo a comunicação da formação produtora com o interior do poço;
- d) Registro de pressão e temperatura: estas operações permitem uma análise do comportamento das pressões e temperatura do reservatório. Podem ser realizadas leituras em tempo real pelo registrador, que é descido no poço através de um cabo eletromecânico. Outra opção é descer no poço um registrador de pressão e temperatura, que ali permanecerá por algum tempo (dias), registrando os valores de pressão que serão analisados posteriormente;
- e) Amostragem de fundo: estas operações permitem a coleta (amostragem) de fluidos, depósitos orgânicos e inorgânicos e detritos. São realizadas através da descida de ferramentas apropriadas (caçambas, câmaras especiais etc.), conectadas na extremidade de cabo ou arame.

- Operações com flexitubo

O flexitubo é um tubo de aço-carbono, flexível, introduzido no poço para bombear fluidos, gases, soluções ácidas e solventes, necessários à manutenção

do poço. O flexitubo também permite a realização de operações de perfilagem e instalação/remoção de acessórios da coluna de produção, tal como nas operações com arame ou cabo.

Nas operações de injeção de soluções ácidas e solventes, também chamadas de operações de estimulação, a extremidade do flexitubo é descida e posicionada em frente ao intervalo a ser estimulado.

As principais operações com flexitubo são descritas a seguir:

- a) Perfilagem: similar às operações com arame e/ou cabo;
- b) Instalação / retirada de acessórios da coluna: similar às operações com arame e/ou cabo;
- c) Bombeio de solventes e soluções ácidas para a formação (estimulação): as operações de injeção de solventes e soluções ácidas são necessárias quando a formação produtora/injetora apresenta-se danificada, acarretando queda da produtividade/injetividade do poço. Os solventes e as soluções ácidas não estão contemplados no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares (processo IBAMA nº 02022.002330/2008);
- d) Limpeza de colunas/revestimentos: nessas operações, a extremidade do flexitubo é posicionada próxima ao ponto que apresenta obstrução, para que seja injetado o fluido adequado à limpeza pretendida. Estes fluidos não estão contemplados no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares;
- e) Indução de surgência (serviços com N₂): a injeção de nitrogênio reduz a pressão hidrostática no interior da coluna de produção, permitindo a surgência dos fluidos para fora do poço.

b) Operações de intervenção com a retirada da árvore de natal

Algumas vezes, a necessidade de intervenção em poços envolve operações mais complexas, requerendo, por exemplo, a necessidade de substituição de partes da coluna, ou mesmo da coluna inteira. Nessas situações, faz-se

necessária a retirada da árvore de natal. Em alguns casos, ainda, são detectados problemas na própria árvore de natal, sendo imprescindível substituí-la.

Todas as operações deste grupo de intervenções, quando em poços submarinos, são realizadas por uma unidade marítima de perfuração/completação (já aprovada pelo IBAMA), visto que a coluna de trabalho, bem como o dispositivo de segurança de poço (BOP), são os mesmos utilizados naquelas operações.

Nessas intervenções, as atividades são iniciadas com as seguintes ações:

- ★ Amortecimento do poço com fluido adequado (contemplado no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares);
- ★ Retirada da árvore de natal (quando não for ANMH);
- ★ Instalação do BOP;
- ★ Retirada da coluna de produção.

Após a execução das operações necessárias, proceder-se-ão:

- ★ Descida da nova coluna de produção;
- ★ Retirada do BOP;
- ★ Instalação da árvore de natal;
- ★ Indução de surgência, exceto nas intervenções em poços injetores.

- Operações de substituição de equipamentos do poço e/ou da árvore de natal

Esse grupo de operações inclui tanto a substituição da árvore de natal quanto a substituição da coluna de produção ou de equipamentos específicos desta.

Após algum tempo de operação, a árvore de natal poderá apresentar problemas de funcionamento, sendo necessária a sua substituição. Nesta situação específica, não é necessária a retirada da coluna de produção.

No caso da coluna de produção, esta é composta por inúmeros elementos, cada qual desempenhando uma função específica. Com o passar do tempo, o desgaste natural desses acessórios leva à necessidade de sua substituição.

Nessas ocasiões, é muito comum que se aproveite a oportunidade para proceder à substituição completa da coluna.

- Operações de recompletação

Completação é a atividade de preparação dos poços para a produção, pela instalação de equipamentos em seu interior (coluna de produção/injeção) e, posteriormente, da árvore de natal. O tipo de completção é função de inúmeros fatores, tais como: tipo de poço (produtor ou injetor), método de elevação aplicado, número de intervalos produtores, geometria do poço (vertical, inclinado ou horizontal), etc.

A recompletação é necessária quando se decide alterar a estratégia de exploração do campo produtor. Essas operações de intervenção podem ser agrupadas em:

- a) Mudança de zona produtora ou injetora: são operações que visam incluir, excluir ou alterar a zona produtora/injetora, visando o aumento da produção de óleo ou a redução na produção de água, ou ainda, aumento da injeção de água. Estão associadas a esta intervenção as seguintes operações: cimentação de intervalos (fluidos contemplados no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares), canhoneio de novos intervalos e reconfiguração da coluna de produção;
- b) Conversão de poço produtor para injetor: nesse tipo de intervenção, a coluna de produção é totalmente substituída por outra e equipada com acessórios necessários à injeção de água. Analogamente à intervenção para mudança de zona produtora, estão associadas as seguintes operações: cimentação de intervalos (fluidos contemplados no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares), canhoneio de novos intervalos e reconfiguração da coluna de produção;
- c) Conversão de poço injetor para produtor: nesse tipo de intervenção, a coluna de injeção é totalmente substituída por outra e equipada com acessórios necessários à produção. Analogamente à intervenção para mudança de zona injetora, estas operações estão associadas à:

cimentação de intervalos (fluidos contemplados no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares), canhoneio de novos intervalos e reconfiguração da coluna de injeção.

- Alteração do método de elevação

Estas intervenções são necessárias para substituição dos equipamentos de subsuperfície, responsáveis pelo incremento de pressão de fundo (válvulas de *gas lift*, bombas etc.), em função de falhas ou adequação às novas características dos fluidos produzidos, dos parâmetros permoporosos e do declínio da pressão do reservatório.

As substituições podem ser realizadas pela plataforma de produção, ou então, em poços remotos, por uma unidade de perfuração/completação. É realizado o amortecimento do poço, utilizando-se fluidos de completção (contemplados no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares), seguido da retirada da coluna de produção, substituição do equipamento de elevação e remontagem da coluna. O poço, portanto, torna-se apto ao retorno em produção.

- Operações de estimulação

As operações de estimulação são necessárias para melhorar a produtividade dos poços. Conforme já citado nas operações com flexitubo (Pág. 193), a injeção de soluções ácidas ou solventes (não contemplados no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares) é utilizada para a remoção de danos causados ao reservatório durante a perfuração do poço ou pelo próprio processo produtivo, ou ainda, para a melhoria das condições de permoporosidade do reservatório.

Outra técnica de estimulação consiste na utilização de fluidos poliméricos (não contemplados no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares), que contêm sólidos inertes em suspensão, chamados de agentes de sustentação. Estes fluidos são injetados na formação, criando uma

fratura que será mantida por estes agentes de sustentação. Esta técnica é conhecida como fraturamento hidráulico.

- *Contenção de areia*

As operações de contenção de areia são destinadas a evitar a coprodução da mesma junto aos fluidos produzidos do reservatório para não comprometimento dos equipamentos de superfície (erosão e entupimento) e não desestabilização do intervalo produtor.

A contenção de areia pode ser do tipo *gravel pack* ou do tipo *stand alone*, sendo que, em ambas, um sistema semelhante a um filtro é instalado dentro do poço. A operação de *gravel pack* se refere à colocação de agente de contenção (areia, cerâmica, bauxita etc.), cuidadosamente dimensionada e selecionada, entre a formação, composta de arenito inconsolidado, e um tubo filtro, de modo a reter (filtrar) areia proveniente deste arenito. Na operação *stand alone*, utiliza-se apenas o tubo filtro em frente à formação.

A operação de *gravel pack* consiste em carrear os agentes de contenção (areia, cerâmica sinterizada, bauxita etc.) por meio de um fluido aquoso (contemplado no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares) ou um fluido viscosificado com polímeros hidrossolúveis (ex. HEC, goma xantana etc., não contemplados no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares), para o intervalo do poço que necessita ser contido. Constitui-se, desta forma, um leito fixo de agente de contenção, que possui forma granular esférica, entre o revestimento e um tubo filtro posicionado frente ao intervalo de interesse.

- *Operações de correção de cimentação*

Como o próprio nome sugere, as operações de correção de cimentação visam corrigir a cimentação primária realizada nos poços, após a descida dos revestimentos. O resultado desta intervenção é o preenchimento das lacunas eventualmente detectadas por ocasião das verificações da qualidade da

cimentação (perfilagem), realizadas ao longo da vida do poço. Se existentes, tais lacunas poderão permitir a indesejável intercomunicação de zonas, por exemplo.

As cimentações secundárias são as operações de cimentação realizadas visando corrigir falhas na cimentação primária, eliminar a entrada de água de uma zona indesejável, reduzir a razão gás/óleo (RGO) através do isolamento da zona de gás adjacente à zona de óleo, abandonar zonas depletadas ou reparar vazamentos na coluna de revestimento. São classificadas como:

- ★ Recimentação: é a correção da cimentação primária, quando o cimento não alcança a altura desejada no anular. O revestimento é canhoneado em dois pontos e a recimentação só é realizada quando se consegue circulação pelo anular, através destes pontos;
- ★ Compressão de cimento ou squeeze: consiste na injeção forçada de cimento sob pressão, visando corrigir localmente a cimentação primária, sanar vazamentos no revestimento ou impedir a produção de zonas que passaram a produzir água;
- ★ Tampões de cimento: consistem no bombeamento para o poço de determinado volume de pasta, que cobre um trecho do mesmo. São utilizados nos casos de perda de circulação, abandono total ou parcial do poço, base para desvios etc. Os tampões não são considerados correções. Ainda assim, é configurada uma operação de intervenção, que envolve o uso de pasta de cimento.

Os fluidos utilizados nestas operações estão contemplados no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares.

Teste de Longa Duração (TLD)

Durante o período do Teste de Longa Duração na Concessão de Maromba (aproximadamente 12 meses), não está previsto qualquer tipo de intervenção com sonda no poço.

II.2.4.E.1 - Cuidados ambientais a serem tomados para a realização das operações

As operações de intervenção nos Campos de Papa-Terra e Maromba utilizarão estratégias operacionais que visam à conformidade com as legislações ambientais vigentes, de forma a minimizar os impactos decorrentes dessas atividades.

No caso da realização de qualquer atividade de intervenção onde seja necessária a retirada da ANM, serão tomados os seguintes cuidados ambientais: amortecimento do poço e instalação do BOP (conjunto de válvulas que permitem fechar o poço).

O BOP (“*Blowout Preventer*”) é o conjunto de válvulas descido pela sonda de perfuração / intervenção; estas válvulas são acionadas sempre que houver ocorrência de *kick* (fluxo indesejado do fluido contido na formação para dentro do poço). Esse influxo será controlado eficientemente para evitar que ocorra o *blowout* do poço, que se trata da produção indesejada e descontrolada do poço para a sonda podendo culminar em sérias consequências, tais como acidentes com perdas humanas e destruição parcial ou total da sonda, perda parcial ou total do reservatório, poluição e dano ao meio ambiente.

Na operação de amortecimento do poço, todo o óleo da coluna de produção será deslocado de volta para o reservatório com o bombeamento de uma solução salina (CAMAI). Após todo o retorno do óleo da coluna, é realizada a descida e a instalação da válvula de retenção (*stand valve*) no topo da junta telescópica (TSR) que fica localizado no topo da parte fixa da coluna de produção, próximo do reservatório. A parte da coluna acima deste será retirada e a válvula de retenção impede que o poço absorva o CAMAI que está na coluna de produção, mantendo-o amortecido. Em seguida injeta-se CAMAI no anular do poço com retorno pela coluna de produção através da válvula de serviço. Após esta circulação de CAMAI do anular para a coluna, tem-se o poço todo preenchido por CAMAI, isto é, tem-se o poço amortecido e livre de óleo acima da válvula de retenção em condição segura para prosseguir com as operações.

Cabe ressaltar que o sistema de gestão de segurança, meio ambiente e saúde da companhia prevê o levantamento dos aspectos e impactos das

atividades a serem desenvolvidas, que será aplicado, de modo contínuo, na melhoria das mesmas durante a execução das operações.

Os procedimentos necessários para o gerenciamento das operações de intervenção são estabelecidos em procedimentos definidos através de Sistema Informatizado de Padronização de E&P (SINPEP), disponível em meio eletrônico, que controla diversos tipos de padrões (gerencial, processo e de execução) em diversos níveis de abrangência. Como exemplos destacam-se os padrões para o controle de vazamentos, “*blowout*”, “*kick*” e a disposição final de resíduos, além de orientações básicas relativas ao transporte, identificação, manuseio, embalagem e armazenamento destes últimos. São previstos treinamentos e certificações em controle de poços a todos os empregados da Petrobras e de suas contratadas, envolvidos diretamente em operações marítimas de intervenção em poços, assim como a realização de exercício simulado de “*kick*” por equipe durante as operações de manobra de BOP. Da mesma forma, a inspeção e manutenção dos equipamentos utilizados nessa operação são desenvolvidas conforme programas e procedimentos. As operações são desenvolvidas a partir de experiências de outros países e continuamente aperfeiçoadas de modo a incorporar a experiência da empresa e as peculiaridades das operações nas condições brasileiras.

II.2.4.F - Descrição do sistema submarino

Campo de Papa-Terra

Para a caracterização dos processos e sistemas que atuam nas atividades de desenvolvimento do Campo de Papa-Terra foram destacados como instalações submarinas os seguintes componentes estruturais:

- ★ Linhas Flexíveis – são os dutos de produção, dutos de serviço (acesso ao anular do poço) e umbilicais eletro-hidráulicos integrados com cabo de potência, utilizados na P-63;
- ★ Árvore de Natal Molhada Horizontal (ANMH) – equipamento de controle na cabeça de poço para os poços satélites produtores da P-63;

- ★ Árvore de Natal Molhada (ANM) convencional – equipamento de controle na cabeça de poço para os poços injetores da P-63;
- ★ *Clusters* de poços submarinos de completção seca da P-61;
- ★ Dutos rígidos dos poços de completção seca (extensão dos poços).
- ★ Sistema de escoamento da produção de P-61 para P-63 (LTF).

Os itens a seguir apresentam uma descrição destas instalações submarinas. O arranjo submarino do Campo de Papa-Terra com a disposição das instalações supracitadas estão apresentados em detalhes no Anexo II.2-7.

II.2.4.F.1 - P-61

a) *Linhas (dutos) de produção*

O sistema de coleta da produção da P-61 no Campo de Papa-Terra será composto por 13 poços de completção seca interligados à plataforma através de dutos rígidos.

Os *risers* de produção da P-61, projetados para a Pressão Máxima de Trabalho de 5000 psi, dotados de isolamento térmico externo, terão diâmetro interno de 12,7” e espessura de parede de 0,65” e fabricados em aço conforme especificação API 5L X-80. No interior dos *risers* de produção será instalada a coluna de produção de 7” de diâmetro externo (P-110 1% Cr).

Os dutos rígidos de produção, também chamados de *Top Tension Risers* (TTR), são roscados a partir do *deck* da P-61. Os TTR são compostos por dois dutos rígidos concêntricos, com isolamento térmico no exterior e gás nitrogênio para isolamento térmico no anular dos dutos. As Figuras II.2.4-43 e II.2.4-44 mostram o desenho de montagem do *riser* e a conexão com o sistema de cabeça de poço submarina.

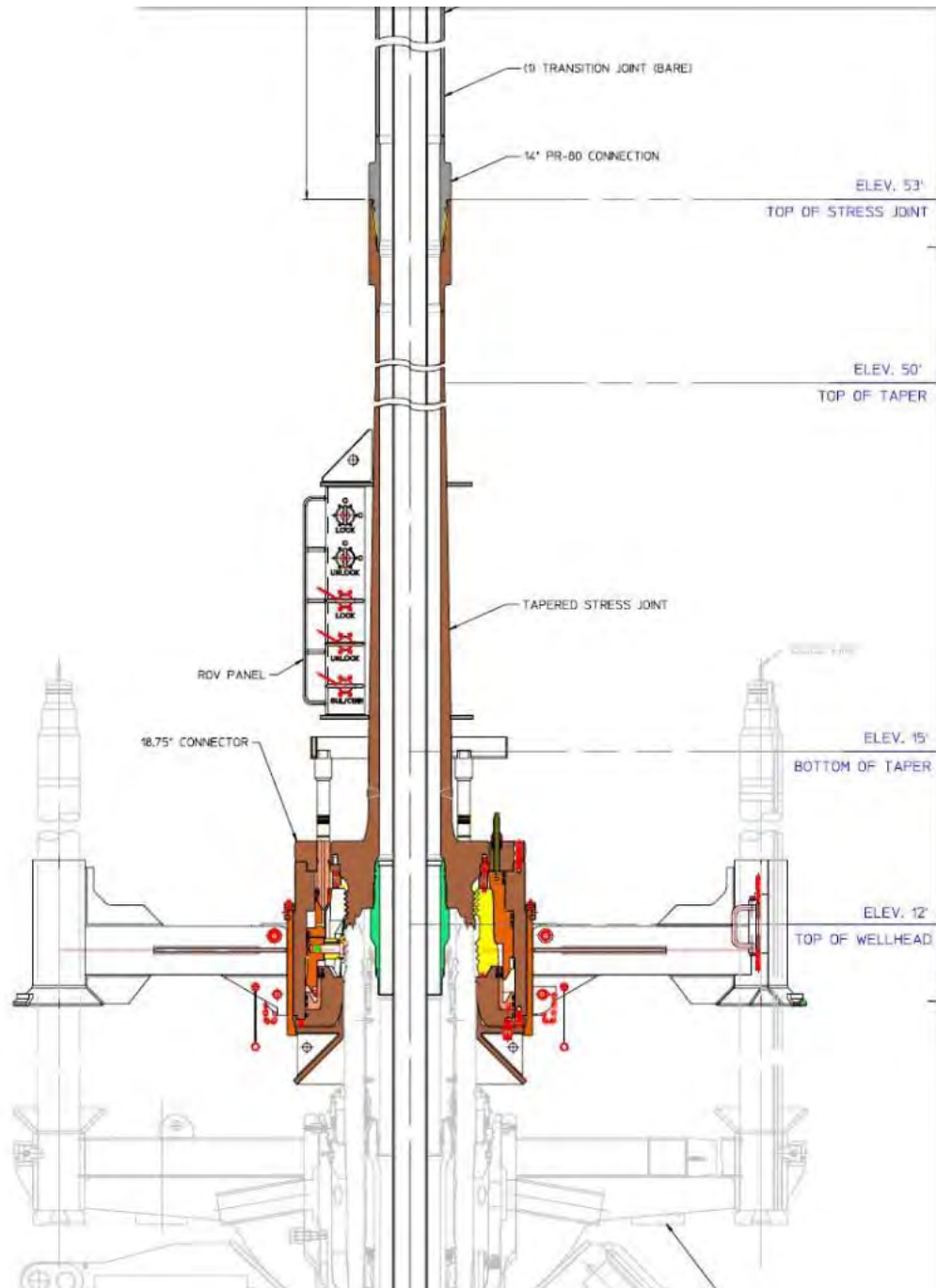


Figura II.2.4-43 - Riser rígido da P-61 do Campo de Papa-Terra (1).

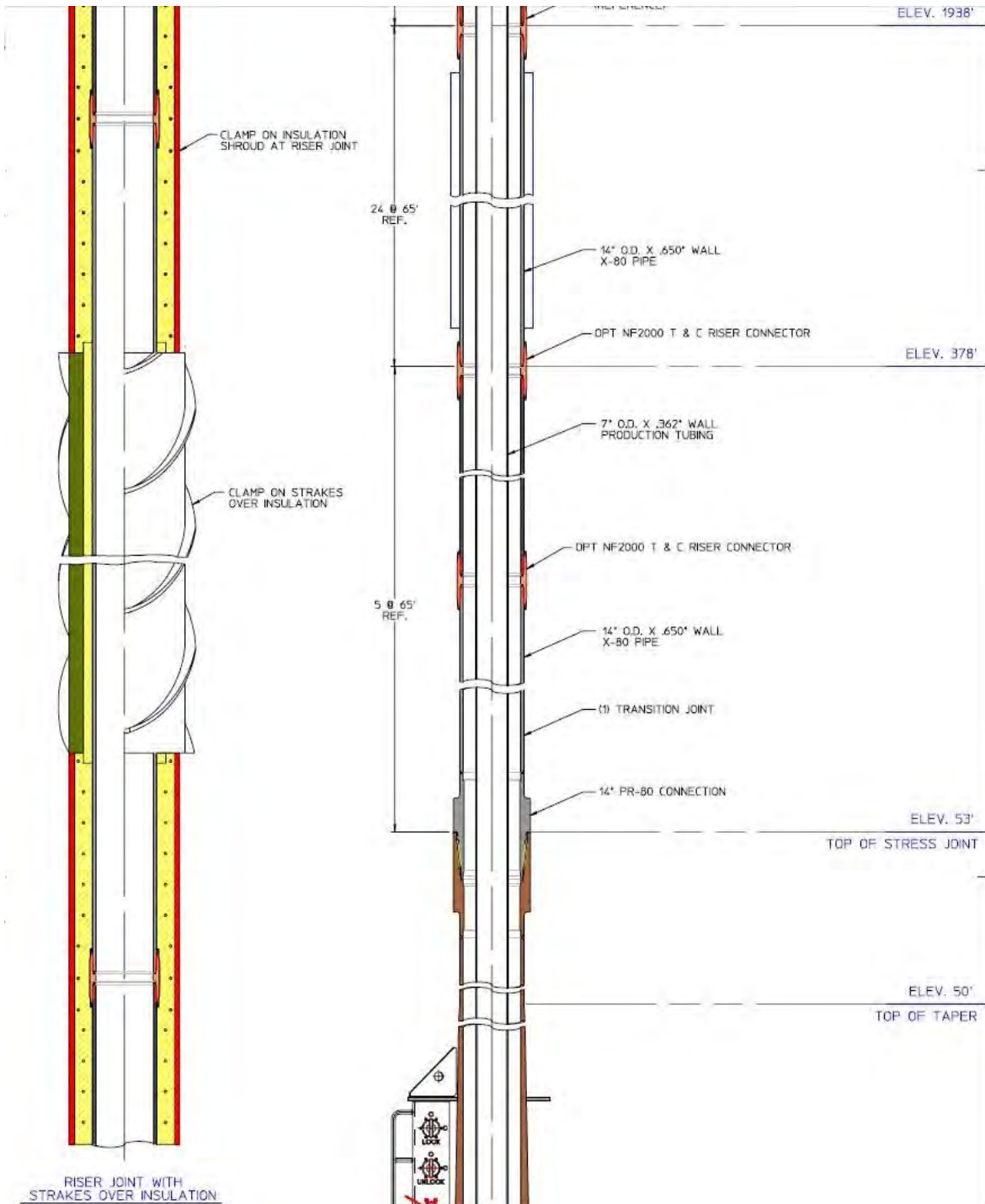


Figura II.2.4-44 - Riser rígido da P-61 do Campo de Papa-Terra (2).

As condições de operação dos dutos do sistema de coleta da P-61 são apresentados no Quadro II.2.4-20.

Quadro II.2.4-20 - Condições de operação dos dutos do sistema de coleta (produção) da P-61.

DUTOS DO SISTEMA DE COLETA	VAZÃO MÁXIMA (m ³ /dia)	TEMPERATURA DE OPERAÇÃO (°C)	PRESSÃO DE PROJETO (psi)
PRODUÇÃO (ID 6,276")	4514	4 - 84	5000

ID = diâmetro Interno; (*) Vazão de líquido (óleo + água);

b) Cluster de poços submarinos de completação seca

Denomina-se *cluster* o conjunto de cabeças de poços submarinos da P-61 onde os *risers* rígidos serão conectados. Este *cluster* é composto por um arranjo de 3X5 poços, conforme mostrado na Figura II.2.4-45. O conector inferior dos *risers* possuirá um perfil do tipo H-4 para conexão com o alojador de alta pressão do sistema de cabeça de poço submarino.

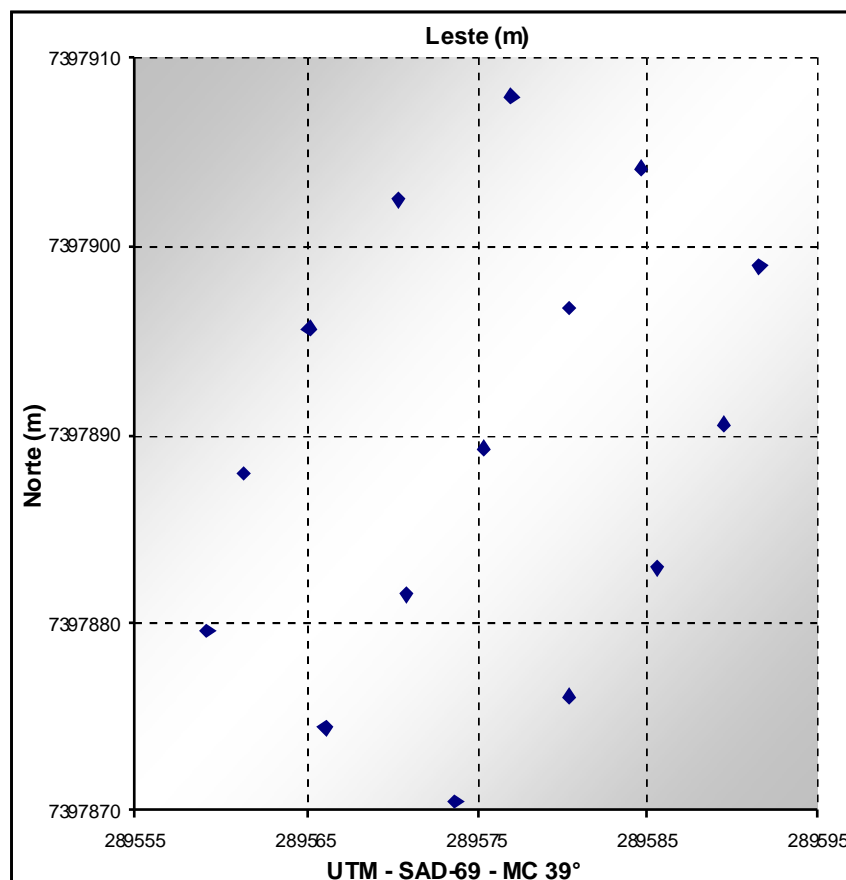


Figura II.2.4-45 - Cluster de poços submarinos da P-61.

c) *Escoamento/transferência da produção*

A produção da P-61 será transferida para a P-63 em regime multifásico por meio de 03 linhas flexíveis de transferência de fluidos (LTF), das quais 02 (duas) estarão em operação e 01 (uma) ficará como reserva.

As LTF serão interligadas em configuração de catenária dupla entre as duas plataformas.

Além das LTF, serão ainda conectados entre as duas plataformas na mesma configuração 04 cabos eletro-óticos, também na mesma configuração, para suprimento de energia elétrica (a partir da P-63) e comunicação entre as plataformas.

A Figura II.2.4-46 apresenta um diagrama esquemático para as linhas e cabos interligando as duas plataformas.

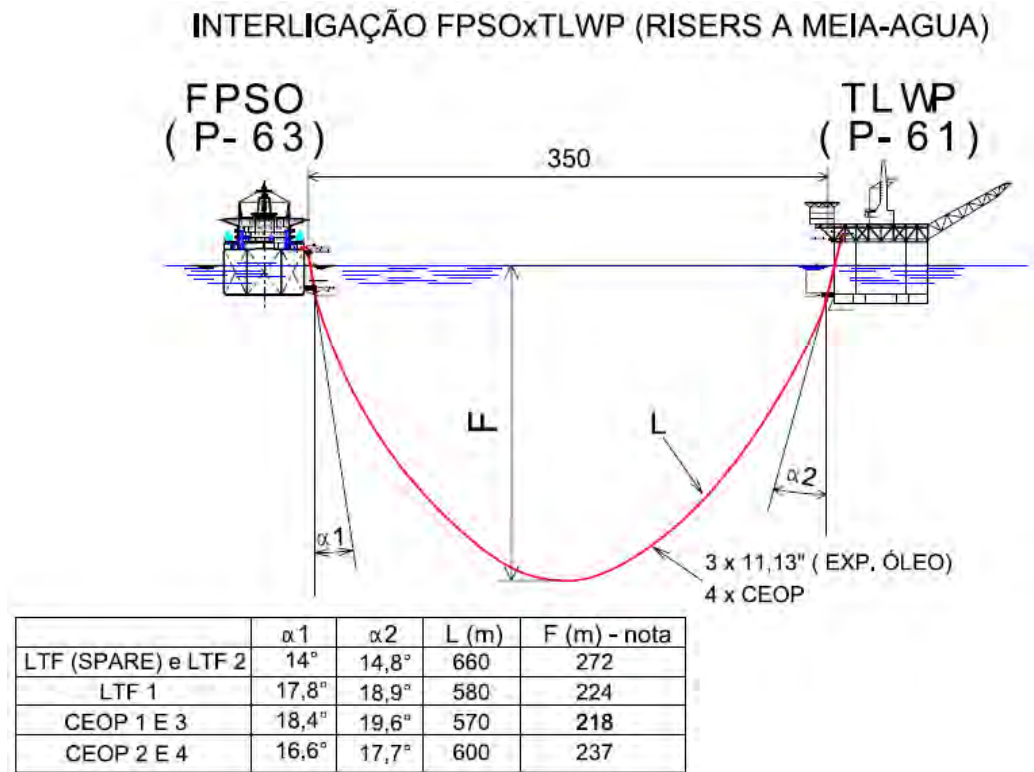


Figura II.2.4-46 - Interligação P61 x P-63.

Fonte: Petrobras

As LTF serão dutos flexíveis com diâmetro interno de 11,13 polegadas. Os Quadros II.2.4-21 e II.2.4-22 mostram as condições de operação e o peso linear dos dutos das LTF.

Quadro II.2.4-21 - Condições de operação dos dutos do sistema de coleta (produção e serviço) e injeção da P-63.

DUTOS DO SISTEMA DE COLETA	VAZÃO MÁXIMA (m ³ /dia)	TEMPERATURA DE OPERAÇÃO (°C)	PRESSÃO DE PROJETO (psi)
Transferência (ID 11,13")	28.300(*)	70-73	3.000

ID = diâmetro Interno; (*) Vazão de líquido (óleo + água);

Quadro II.2.4-22 - Peso linear dos dutos do sistema de coleta e injeção da P-63.

LINHAS DO SISTEMA DE COLETA	NO AR VAZIA (kgf/m)	NO AR CHEIA DE ÁGUA (kgf/m)	NA ÁGUA DO MAR VAZIA (kgf/m)	NA ÁGUA DO MAR CHEIA DE ÁGUA DO MAR (kgf/m)
Transferência ID 11,13"	299,40	369,14	132,96	202,69

ID = diâmetro Interno;

Os cabos eletro-óticos serão compostos de 3 veios de cabos de cobre com seção de 630 mm² para transmissão de potência e um conjunto de 12 cabos de fibra ótica. Este cabo está especificado para ter um peso linear de 45 kgf/m no ar. A Figura II.2.4-47 mostra uma representação típica para o cabo de potência trifásico.

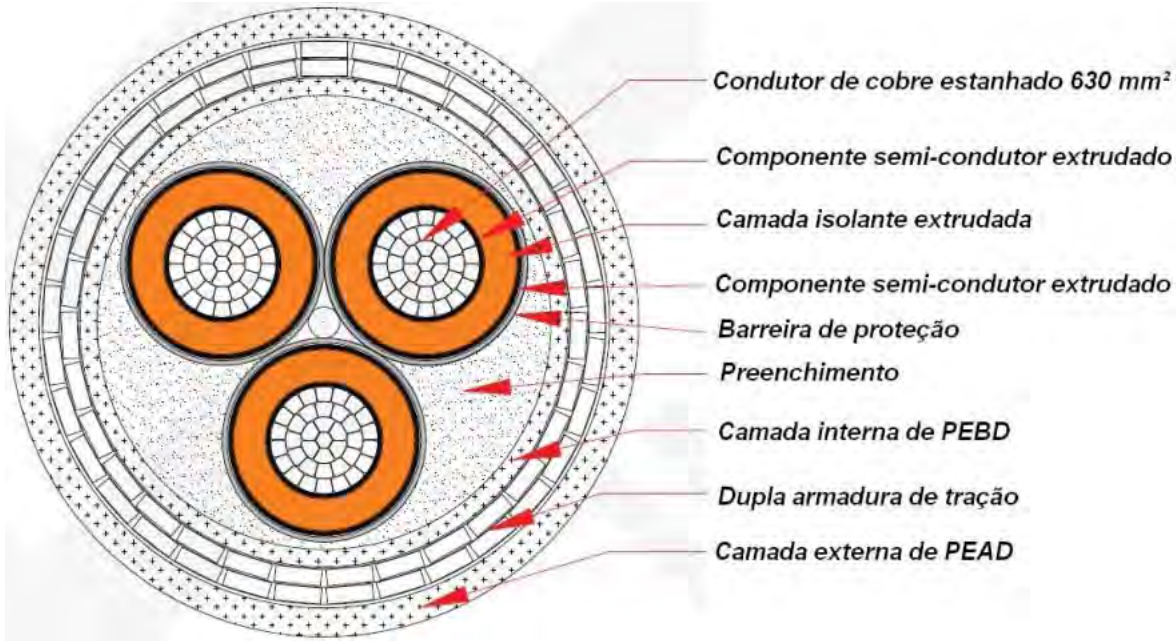


Figura II.2.4-47 - Seção transversal do cabo eletro-ótico de potência.

Fonte: Prysmian

d) *Elementos de segurança e bloqueio contra vazamentos*

Todos os poços da P-61 serão equipados com DHSV (*Downhole Safety Valve*). Esta válvula é instalada durante a completção do poço na coluna de produção, a alguns metros abaixo do nível do leito marinho. Esta válvula é mantida aberta através da pressão do fluido hidráulico que chega ao atuador da válvula através de uma mangueira que é instalada presa à coluna de produção. Esta válvula será fechada, interrompendo o fluxo do fluido produzido sempre que a pressão da mangueira hidráulica cair, seja por acionamento voluntário a bordo da plataforma ou em caso de alguma emergência em que se perder o controle do fluxo a partir das ANS.

Para garantia da segurança, todos os dutos de produção possuirão transmissores que permitirão o monitoramento e o registro constante das suas pressões de operação. Haverá também sensores que geram alarmes em caso de queda ou aumento da pressão nas linhas. Todas as informações de segurança são centralizadas na sala de controle da plataforma.

O sistema de coleta e injeção possui ainda válvulas de fechamento de emergência (ESDV), que fecham automaticamente caso sejam registrados

parâmetros fora dos limites de operação. Em caso de pressão muito baixa, por exemplo, as ESDV são fechadas pela atuação das chaves de pressão muito baixa (PSLL). Desta forma, em caso de vazamentos, o fluxo é imediatamente interrompido.

II.2.4.F.2 - P-63

O sistema submarino de coleta e injeção da P-63 no Campo de Papa-Terra será composto por 17 poços (06 produtores de óleo, 10 injetores de água e 1 injetor de gás) interligados diretamente à unidade.

Os poços produtores serão interligados diretamente na P-63, através de um conjunto (*bundle*) composto de um duto de produção, um duto de serviço e um umbilical eletro-hidráulico de controle integrado com cabo de potência para acionamento da BCSS. Os poços injetores de água e gás serão interligados através de um *bundle* composto de um duto de serviço e um umbilical eletro-hidráulico de controle.

Todos os dutos utilizados neste sistema serão flexíveis. Suas principais características são apresentadas no Quadro II.2.4-23.

Quadro II.2.4-23 - Características dos dutos flexíveis.

POÇOS	DESCRIÇÃO DOS DUTOS DA P-63
Produtores Satélites do Eoceno e do Cretáceo	Duto Flexível de 6" de diâmetro interno, com isolamento e funcionalidade de aquecimento elétrico
	Duto Flexível de serviço de 4" de diâmetro interno, sem isolamento, para passagem de <i>pigs</i> e acesso ao anular dos poços
	Umbilical eletro-hidráulico de controle e potência integrados
Injetores de Água	Dutos flexíveis de injeção de 8" de diâmetro interno, sem isolamento, dutos flexíveis de injeção de 6" diâmetro interno, sem isolamento
	Umbilical de controle (5 ou 12 funções hidráulicas mais cabo elétrico)
Injetor de Gás	Dutos flexíveis de injeção de 4" de diâmetro interno, sem isolamento
	Umbilical de controle (5 funções hidráulicas mais cabo elétrico)

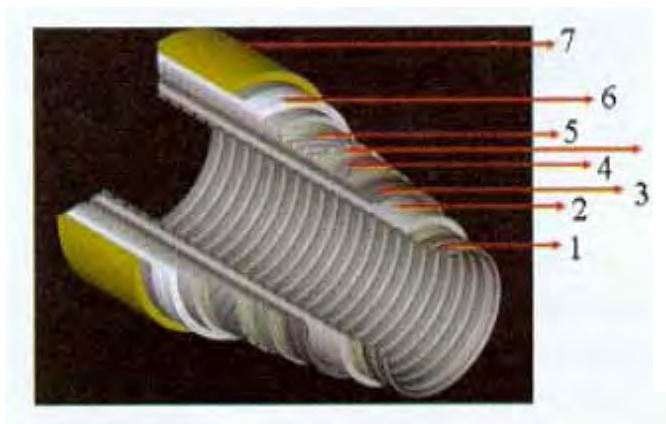
Os dutos flexíveis serão basicamente de dois tipos:

- ★ *Flowlines* ou Estáticos (ficam assentados no fundo do mar);

- ★ *Risers* ou Dinâmicos (ficam suspensos e fazem a conexão dos *flowlines* com o FPSO).

Os dutos serão fabricados em camadas de diferentes materiais e dimensões para atender aos requisitos de cada aplicação. Cada uma dessas camadas contribui para resistir à combinação de esforços durante a instalação e operação, tais como pressão hidrostática externa, pressão interna do fluido, compressão radial dos sistemas de instalação, tração e compressão na região do TDP (*Touch Down Point*).

A Figura II.2.4-48 ilustra de forma esquemática a estrutura de um duto flexível.



Legenda

1. Carcaça interna
2. Barreira de Pressão (polimérica)
3. Armadura metálica de pressão
4. Armadura metálicas de tração
5. Armadura metálicas de tração
6. Camada de fita isolante
7. Camada plástica externa

Figura II.2.4-48 - Estrutura de um duto flexível.

Fonte: Wellstream.

Todos estes dutos terão proteção contra incidência de radiação UV e contra o crescimento de microrganismos (por exemplo, bactérias redutoras de sulfato – BRS) em seus interiores.

A Petrobras, por meio de seu Centro de Pesquisas (CENPES), realizou análises dinâmicas globais de tensão e compressão nas camadas metálicas, instalação e fadiga, nos dutos flexíveis e umbilicais de controle e potência. É importante ressaltar que todas as análises foram realizadas considerando sempre as condições operacionais normais e as mais severas, tanto durante a operação como durante a instalação para a seleção das estruturas que serão utilizadas.

Todos os estudos são apresentados pelos fornecedores das linhas quando do fornecimento das mesmas.

Os dutos flexíveis serão interligados à P-63 em configuração de catenária livre a partir do fundo do mar, conforme mostra a Figura II.2.4-49. Estes serão guiados e conectados ao *riser balcony* da P-63 através de estruturas de bocas de sino e *I-tubes* e fixados no *deck* de *hang-off* do *riser balcony*, no costado de bombordo da plataforma. Na outra extremidade, os dutos são conectados via MCV (Módulo de Conexão Vertical) nos mandris da BAP da ANM.

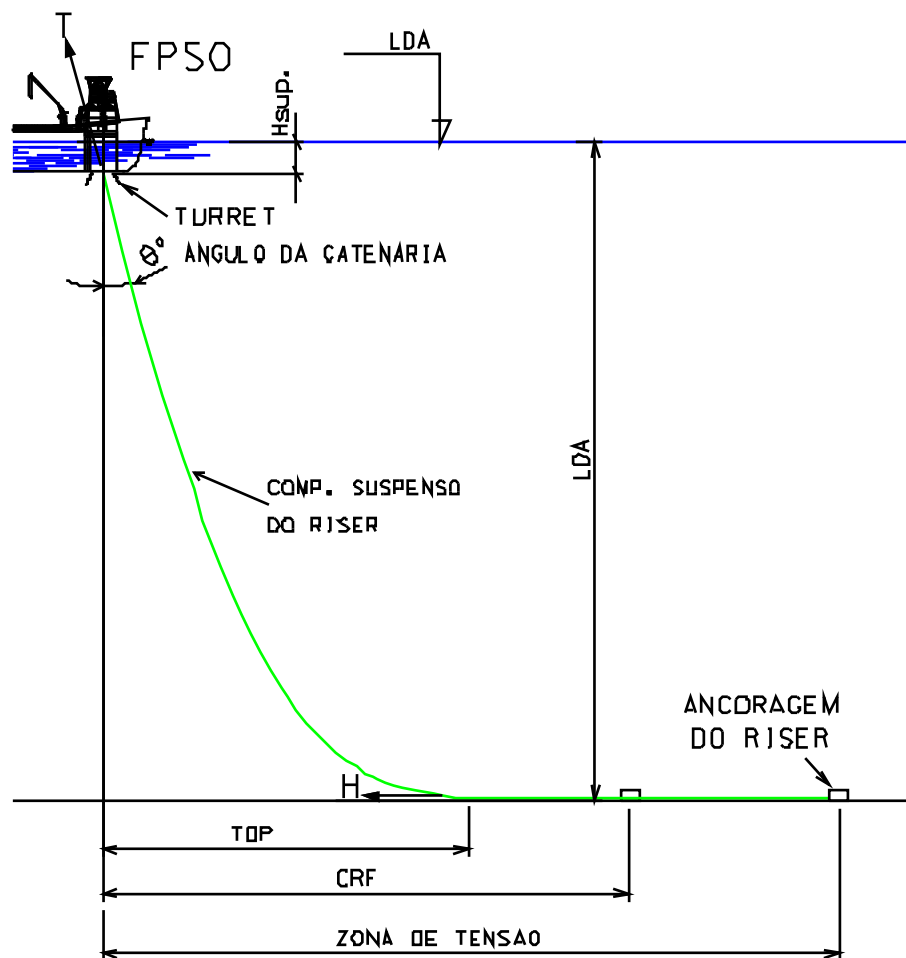


Figura II.2.4-49 - Configuração de catenária livre.

Fonte: Petrobras.

a) *Linhas (dutos) de produção e serviço*

Os dutos flexíveis de produção que serão interligados na P-63 terão em sua estrutura cabos elétricos para aquecimento, fibra ótica para monitoramento e camadas de isolamento térmico, conforme mostra a Figura II.2.4-50.

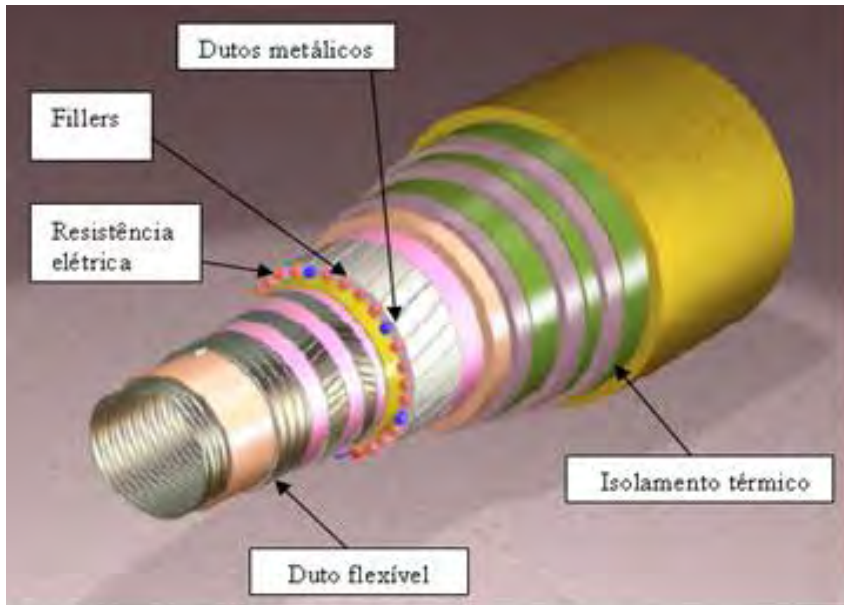


Figura II.2.4-50 - Estrutura de um duto flexível com cabo elétrico para aquecimento.

Fonte: Technip

As condições de operação e o peso linear dos dutos do sistema de coleta e injeção da P-63 são apresentados nos Quadros II.2.4-24 e II.2.4-25, respectivamente.

Quadro II.2.4-24 - Condições de operação dos dutos do sistema de coleta (produção e serviço) e injeção da P-63.

DUTOS DO SISTEMA DE COLETA	VAZÃO MÁXIMA (m³/dia)	TEMPERATURA DE OPERAÇÃO (°C)	PRESSÃO DE PROJETO (psi)
PRODUÇÃO (ID 6" – trechos riser e flowline)	4.600(*)	67 - 82	5.000
SERVIÇO (ID 4" – trechos riser e flowline)	150.000	4 - 60	5.000
INJEÇÃO DE ÁGUA (ID 6" – trecho flowline e 8" – trechos riser e flowline)	6.000	4 - 60	5.000
INJEÇÃO DE GÁS (ID 4" – trechos riser e flowline)	613.000	4 - 60	5.000

ID = diâmetro Interno; (*) Vazão de líquido (óleo + água);

Quadro II.2.4-25 - Peso linear dos dutos do sistema de coleta e injeção da P-63.

LINHAS DO SISTEMA DE COLETA	NO AR VAZIA (kgf/m)	NO AR CHEIA DE ÁGUA (kgf/m)	NA ÁGUA DO MAR VAZIA (kgf/m)	NA ÁGUA DO MAR CHEIA DE ÁGUA DO MAR (kgf/m)
Produção ID 6"	193,43	213,78	63,91	84,25
Serviço ID 4"	57,15	66,14	31,04	40,03
Injeção de Água ID 8"	151,71	184,96	75,59	108,84
Injeção de Água ID 6"	88,10	101,96	42,52	54,83
Injeção de Gás ID 4"	57,15	66,14	31,04	40,03

ID = diâmetro Interno;

Os comprimentos dos *risers* e *flowlines* para os dutos de produção, serviço e injeção da P-63 são mostrados no Quadro II.2.4-26.

Quadro II.2.4-26 - Comprimentos dos dutos flexíveis a serem interligados na P- 63.

POÇO	FUNÇÃO	DIÂMETRO	COMPRIMENTO RISER (m)	COMPRIMENTO FLOWLINE (m)
P3	Produção	6"	1700	3250
	Serviço	4"	1700	3365
P4	Produção	6"	1700	3305
	Serviço	4"	1700	3450
P5	Produção	6"	1700	3065
	Serviço	4"	1700	3205
P7	Produção	6"	1700	2350
	Serviço	4"	1700	2515
P14	Produção	6"	1700	2960
	Serviço	4"	1700	3095
P1A	Produção	6"	1700	2225
	Serviço	4"	1700	2280
I1	Injeção	8"	1700	6585
I2	Injeção	6"	-	1165
I3	Injeção	8"	1700	5480
I4	Injeção	8"	1700	1985
I4A	Injeção	8"	1700	2285
I5	Injeção	8"	1700	5695
I6	Injeção	6"	-	2560
I8	Injeção	8"	1700	4330
I13	Injeção	6"	-	2460
I15	Injeção	6"	-	1455
3-PPT-2D-RJS	Injeção	4"	1700	4970

b) *Umbilicais de controle e potência*

Os umbilicais são linhas flexíveis compostas por mangueiras hidráulicas, tubos de alta resistência ao colapso, cabos elétricos de sinal e, em alguns casos, cabos elétricos de potência.

Sua função é transmitir pressão hidráulica para operação das válvulas das Árvores de Natal. Além disso, possibilita a injeção de produtos químicos (inibidor de incrustação ou desemulsificante) e a transmissão de sinais elétricos necessários para monitorar as pressões e temperaturas no poço de produção e sua Árvore de Natal. Para os poços de produção, que serão equipados com bomba centrífuga submersa submarina (BCSS), os umbilicais terão também cabo elétrico de potência para alimentação da BCSS.

Os umbilicais de controle previstos de serem utilizados no sistema de coleta da produção serão integrados com cabo elétrico e denominados de Umbilical Eletro-hidráulico (UEH). Estes consistirão de um conjunto de 9 mangueiras termoplásticas de 3/8", 3 mangueiras HCR (*High Collapse Resistance*) de 1/2", 3 pares de cabos elétricos de 2,5 mm² de seção e três cabos elétricos de potência de 120 mm² de seção integrados em um único encapsulamento (9H + 3HCR + 6CE + 3CEP).

A Figura II.2.4-51 apresenta o corte da seção transversal de um umbilical eletro-hidráulico integrado típico para controle de poços de produção de óleo.

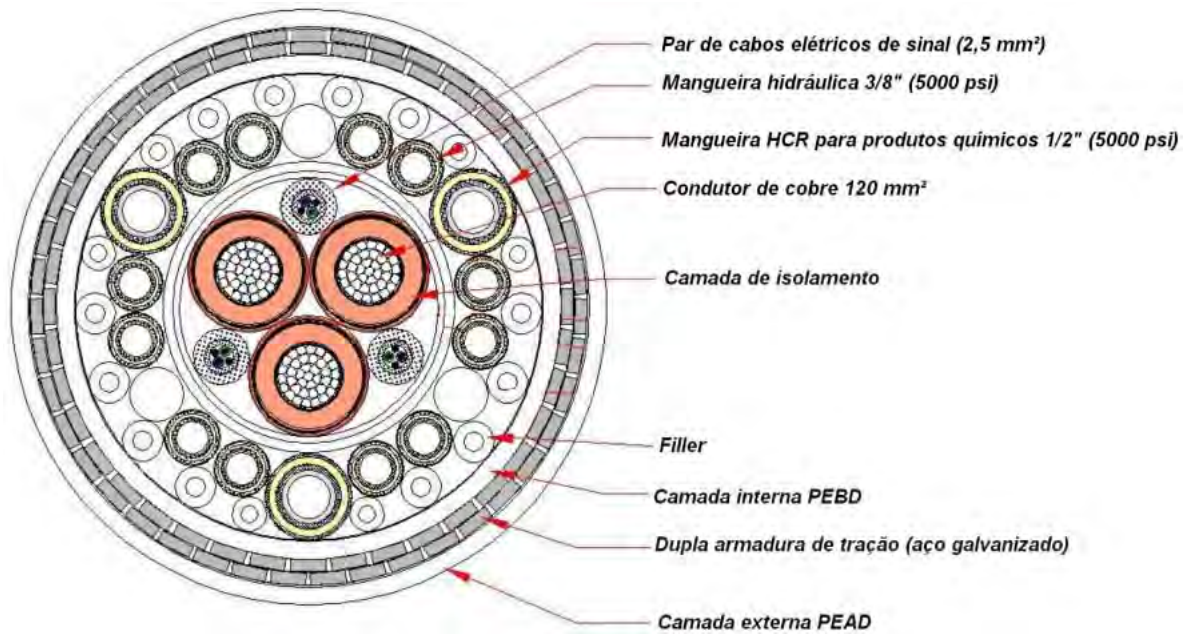


Figura II.2.4-51 - Vista da seção transversal de um umbilical eletro-hidráulico integrado.
Fonte: Petrobras.

Os umbilicais de controle previstos de serem utilizados no sistema de injeção da P-63 (poços de injeção de água e gás) também serão integrados com cabo elétrico. Estes serão de dois tipos:

- ★ UEH para os poços injetores de água que estarão ligados às árvores de natal em *piggy-back*: constituídos por 12 mangueiras termoplásticas de 3/8" e 4 pares de cabos elétricos de 4 mm² de seção integrados em um único encapsulamento (12H + 8CE);
- ★ UEH para os demais poços injetores: constituídos por 5 mangueiras termoplásticas de 3/8" e 3 pares de cabos elétricos de 2,5 mm² de seção integrados em um único encapsulamento (5H + 6CE).

A Figura II.2.4-52 apresenta o corte da seção transversal deste tipo de umbilical.

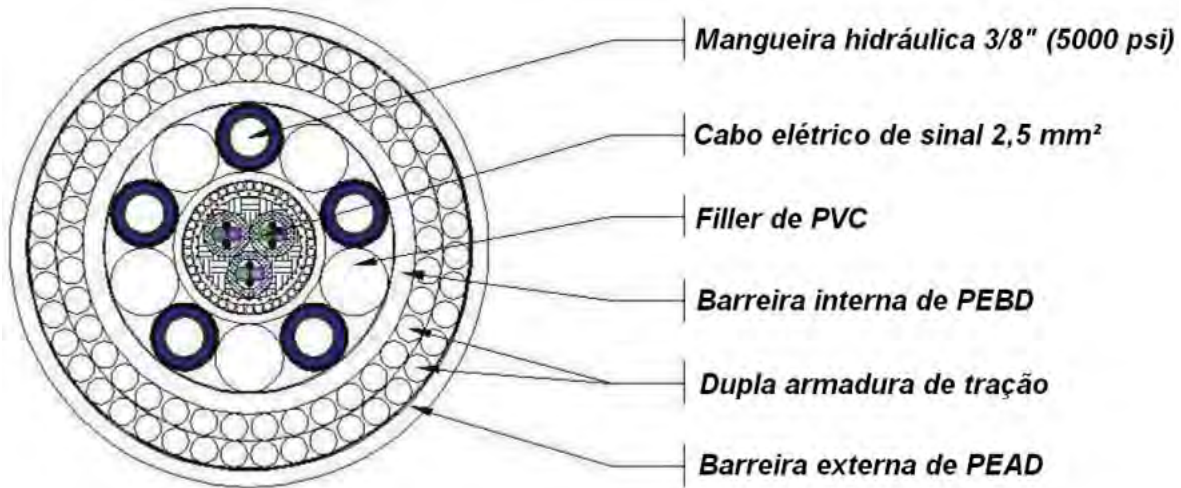


Figura II.2.4-52 - Vista da seção transversal de um umbilical eletro-hidráulico.
Fonte: Petrobras.

O Quadro II.2.4-27 apresenta as funções de controle e os comprimentos dos umbilicais a serem utilizados nos poços do Campo de Papa-Terra.

Quadro II.2.4-27 - Funções de controle e comprimentos dos umbilicais eletro-hidráulicos (UEH) para o Campo de Papa-Terra.

POÇO	FUNÇÕES DE CONTROLE	COMPRIMENTO (M)
Poços produtores		
P3	9H + 3HCR + 6CE + 3CEP	4960
P4		5025
P5		4785
P7		4060
P14		4675
P1A		3900
Poços injetores de água		
I1	12H + 8CE	8325
I2	5H + 6CE	1125
I3	12H + 8CE	7700
I4	5H + 6CE	3690
I4A	5H + 6CE	3690
I5	12H + 8CE	7445
I6	5H + 6CE	2665
I8	12H + 8CE	5875
I13	5H + 6CE	2490
I15	5H + 6CE	1500
Poço injetor de gás		
3-PPT-2D-RJS	5H + 6CE	6630

A Figura II.2.4-53 apresenta a configuração das linhas submarinas proposta para o Campo de Papa-Terra.

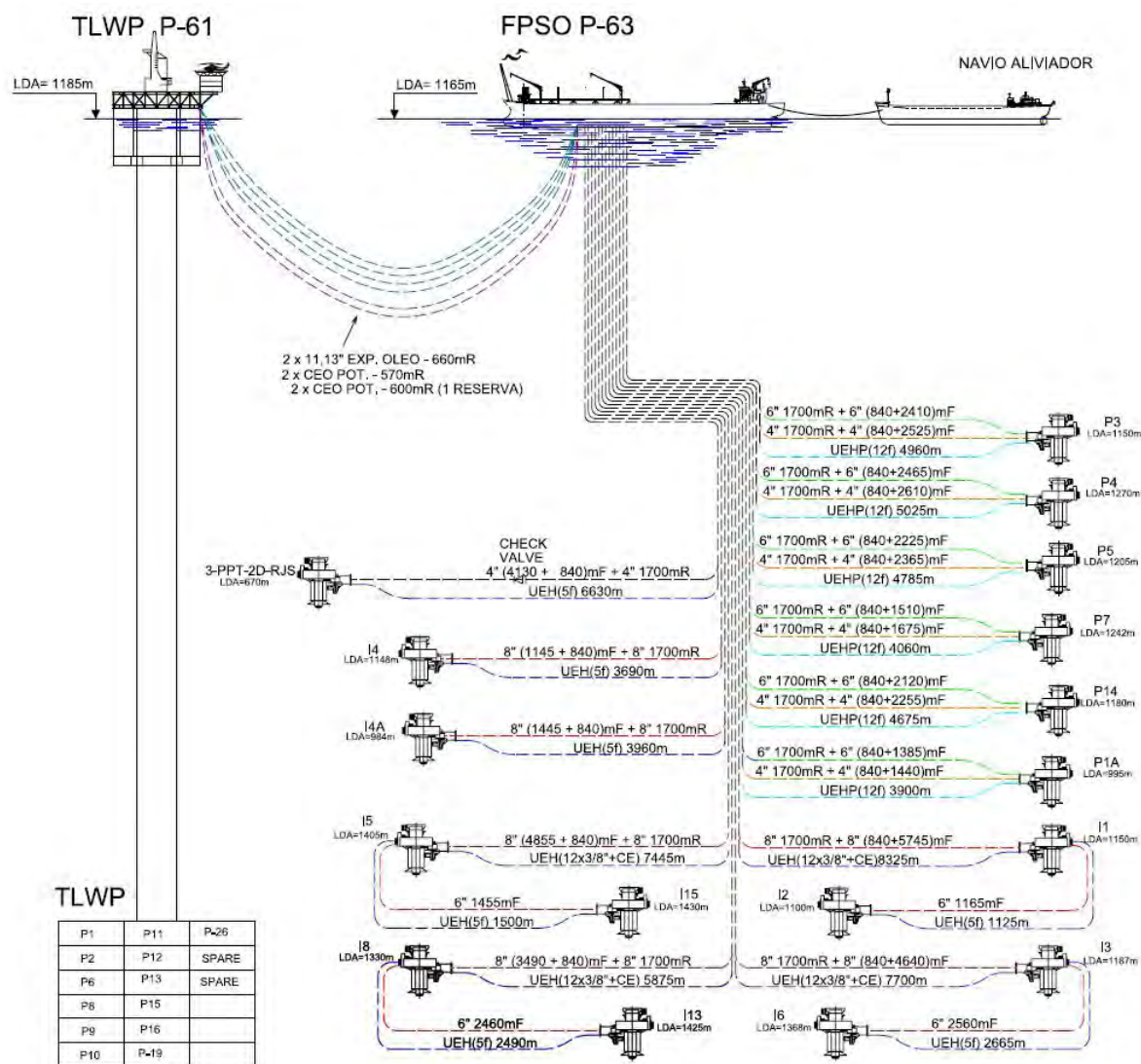


Figura II.2.4-53 - Configuração das linhas submarinas para o Campo de Papa-Terra.
Fonte: Petrobras.

A configuração das linhas submarinas para o Campo de Papa-Terra serão rerepresentadas no Anexo II.2-8.

c) *Árvore de Natal Molhada (ANM)*

Os poços produtores serão completados com árvore de natal horizontal (ANMH) do tipo DL-GLL (*Diverless, Guidelineless*), pigável e com metalurgia especial para serviços ácidos (Trim HH, liga 625, *full clad*). Possui válvulas de acionamento hidráulico direto a partir das plataformas. O fluido de controle especificado para acionamento destas válvulas, à base d'água, é o HW-525.

A ANMH é conectada diretamente ao sistema de cabeça de poço submarino e possui os três mandris para recebimento dos Módulos de Conexão Vertical.

A árvore de natal molhada horizontal é projetada para instalação com bomba elétrica centrífuga submersa submarina. Este tipo de ANMH é uma extensão da cabeça de poço, com a disposição "horizontal" externamente ao corpo principal (*spool*) das válvulas, o que contribui para que o equipamento seja compacto.

A Figura II.2.4-54 apresenta um esquema representativo de uma ANMH.

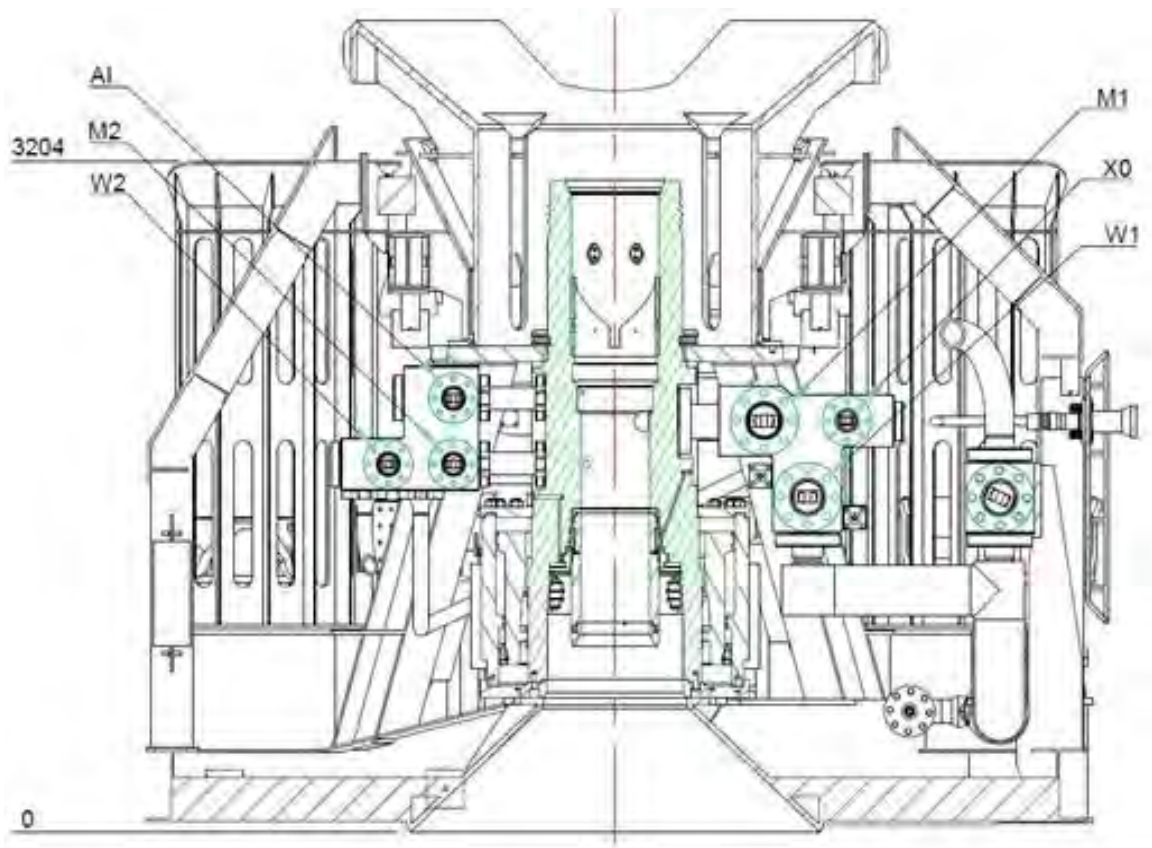


Figura II.2.4-54 - Esquema representativo de uma ANM horizontal.

Fonte: Cameron

O perfil interno do alojador da árvore permite a instalação e recuperação do suspensor de coluna sem necessidade de retirada da ANMH ou desconexão das linhas de fluxo.

Os poços injetores serão completados com árvore de natal convencional, do tipo vertical (Figura II.2.4-55), DL-GLL (*Diverless, Guidelineless*), com base adaptadora de produção (BAP) do tipo *drill thru*, conector de 16 3/4" e suspensor de coluna com bores de 5" e 2" para acesso à coluna de produção e anular, respectivamente. Este tipo de ANM é uma extensão da cabeça de poço. O bloco de válvulas, fabricado com metalurgia especial (Trim HH, liga 625, *full clad*) possui válvulas de acionamento hidráulico direto a partir das plataformas. O fluido de controle especificado para acionamento destas válvulas, à base d'água, é o HW-525.

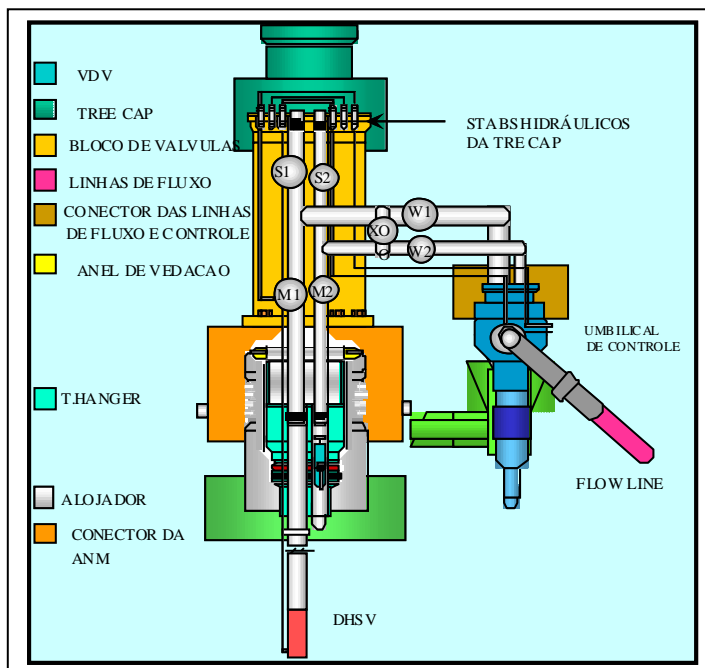


Figura II.2.4-55 - Esquema representativo de uma ANM vertical.

Fonte: Petrobras/FMC

A base adaptadora de produção (BAP) possui três mandris para recebimento dos módulos de conexão vertical (MCV) das linhas de produção, acesso ao anular ou serviço e umbilical de controle.

A pressão máxima de trabalho para as árvores de natal e BAP dos poços injetores está especificada em 5000 Psi e as características destes equipamentos são as mesmas para os equipamentos de poços produtores de óleo.

Para os poços injetores de água do Campo de Papa-Terra que estiverem interligados em *piggy-back* e para os poços mestres (aqueles que primeiro recebem o fluxo de água a partir da plataforma), a base adaptadora de produção, os módulos de conexão vertical e os módulos de *Chokes* terão funcionalidades específicas para poços injetores de água. Demais componentes do conjunto (suspensor de coluna, ANM, Capa da ANM) terão todas as características dos equipamentos normalmente destinados a poços produtores de óleo.

Todas as árvores de natal possuirão sensores para medição de pressão e temperatura do fluido no interior do bloco de válvulas e a menos das árvores de injeção de gás, permitirão a passagem do cabo elétrico de sinal para medição de pressão e temperatura do PDG (*Permanent Downhole Gauge* – sensor de pressão para o fundo do poço).

Todas as válvulas são do tipo *Fail Safe Close*, ou seja, caso falte pressão nas linhas hidráulicas de acionamento dos atuadores, as válvulas fecham. As ANMs possuem ainda um painel para ROV com receptáculos padronizados para válvulas que possibilitam o acesso a diversas funções hidráulicas e o acionamento mecânico dos atuadores destas válvulas.

d) *Escoamento/transferência da produção*

Não é prevista a instalação de dutos para a exportação da produção de óleo e gás da P-63. O óleo produzido será transferido para terminais terrestres através de navios aliviadores e o gás produzido será utilizado para geração de energia, sendo o excedente reinjetado no reservatório, a partir do poço exploratório 3-PPT-2D-RJS.

e) *Elementos de segurança e bloqueio contra vazamentos*

Para garantia da segurança, todos os dutos de produção e injeção possuirão transmissores que permitirão o monitoramento e o registro constante das suas

pressões de operação. Haverá também sensores que geram alarmes em caso de queda ou aumento da pressão nas linhas. Todas as informações de segurança são centralizadas na sala de controle da plataforma.

O sistema de coleta e injeção possui ainda válvulas de fechamento de emergência (ESDV), que fecham automaticamente caso sejam registrados parâmetros fora dos limites de operação. Em caso de pressão muito baixa, por exemplo, as ESDV são fechadas pela atuação das chaves de pressão muito baixa (PSLL). Desta forma, em caso de vazamentos, o fluxo é imediatamente interrompido.

Conforme informado anteriormente, os poços produtores de óleo são compostos por linha de produção, linha de serviço e umbilical. O umbilical é o responsável pelo comando eletro-hidráulico das válvulas da ANM, que é o equipamento de cabeça de poço onde residem as válvulas que permitem as manobras operacionais. As ANM são acionadas remotamente via umbilical, permitindo assim o controle operacional do poço. Em caso de pressão muito baixa, também se fecham automaticamente as válvulas da árvore de natal dos poços.

Campo de Maromba

Para o projeto de desenvolvimento do Campo de Maromba, apenas a descrição do sistema submarino para a exploração do Reservatório do Maastrichtiano – Módulo 1 – e Albiano – Módulo 1 e TLD – será apresentada neste relatório. Os estudos para a exploração dos demais reservatórios de Maromba ainda não foram concluídos e serão apresentados em estudos complementares.

O sistema submarino atual para o Campo de Maromba Módulo 1 – e Albiano – Módulo 1 e TLD consiste na interligação de 09 poços de completação molhada (01 injetor de gás e 08 produtores). Resumidamente, o sistema submarino de Maromba compreende: (1) equipamentos de cabeça dos poços de completação molhada (ANM), (2) dutos flexíveis de interligação submarina e os *risers* flexíveis em configuração complacente.

Para a caracterização dos processos e sistemas que atuam nas atividades de desenvolvimento do Campo de Maromba foram destacados como instalações submarinas os seguintes componentes estruturais:

- ★ Linhas Flexíveis – são os dutos de produção, dutos de serviço (acesso ao anular do poço) e umbilicais eletro-hidráulicos integrados com cabo de potência;
- ★ Árvore de Natal Molhada Horizontal (ANMH) – equipamento de controle na cabeça de poço para os poços produtores;
- ★ Árvore de Natal Molhada (ANM) convencional – equipamento de controle na cabeça de poço para o poço injetor de gás.

Os itens a seguir apresentam uma descrição destas instalações submarinas. O arranjo submarino do Campo de Maromba com a disposição das instalações supracitadas estão apresentados em detalhes no Anexo II.2-9.

II.2.4.F.3 - FPSO do Campo de Maromba

a) Linhas (dutos) de produção

Para o sistema definitivo de produção e escoamento e TLD do Campo de Maromba, as análises apontaram a necessidade de uma configuração complacente para os *risers* em função da utilização de um FPSO em lâmina d'água rasa (150 m). As configurações de *Lazy-wave*, *Lazy-Sou* outra poderá ser adotada para os *risers* a partir do leito marinho até o FPSO do tipo *Turret ou Spread Mooring*.

O sistema definitivo de produção e escoamento do Campo de Maromba (Módulo I), contempla 8 poços produtores, todos de completação molhada. Os *bundles* dos poços do Campo de Maromba terão a mesma configuração dos *bundles* dos poços do Campo de Papa-Terra.

As características dos dutos de produção e serviço a serem utilizadas no Campo de Maromba (diâmetro, tipo de isolamento, número de funções, etc.)

ainda não foram definidas. O referido conteúdo será oportunamente apresentado quando da elaboração dos estudos complementares pertinentes.

Os *risers* do sistema definitivo de produção e escoamento do Campo de Maromba – Módulo 1 – e TLD, em configuração de *Lazy-wave*, serão guiados e conectados ao *turret* ou ao *riser balcony* (a definir) do FPSO através de estruturas de bocas de sino e *I-tubes* e fixados no *deck* de *hang-off* do *turret* ou do *riser balcony* (a definir) na proa do FPSO.

Os comprimentos dos *risers* e *flowlines* para os dutos de produção e serviço do Módulo 1 de produção são mostrados no Quadro II.2.4-28. Dados referentes aos dutos para o poço do TLD ainda serão definidos e posteriormente apresentados.

Quadro II.2.4-28 - Comprimentos dos dutos flexíveis no sistema definitivo de produção e escoamento do Campo de Maromba – Módulo 1.

POÇO	FUNÇÃO	DIÂMETRO	COMPRIMENTO RISER (m)	COMPRIMENTO FLOWLINE (m)
P1M	Produção	6"	350	3800
	Serviço	4"	350	4545
P2M	Produção	6"	350	1750
	Serviço	4"	350	1720
P3M	Produção	6"	350	1095
	Serviço	4"	350	1580
P4M	Produção	6"	350	2940
	Serviço	4"	350	3035
P5M	Produção	6"	350	2255
	Serviço	4"	350	2210
P6M	Produção	6"	350	3720
	Serviço	4"	350	4680
P7M	Produção	6"	350	1790
	Serviço	4"	350	1760
P8M	Produção	6"	350	2820
	Serviço	4"	350	3180
4-RJS-644	Injeção	4"	350	12130

OBS: As linhas de acesso ao anular serão utilizadas para limpeza quando se fizer necessário.

A Figura II.2.4-56 apresenta a configuração das linhas submarinas proposta para o Campo de Maromba.

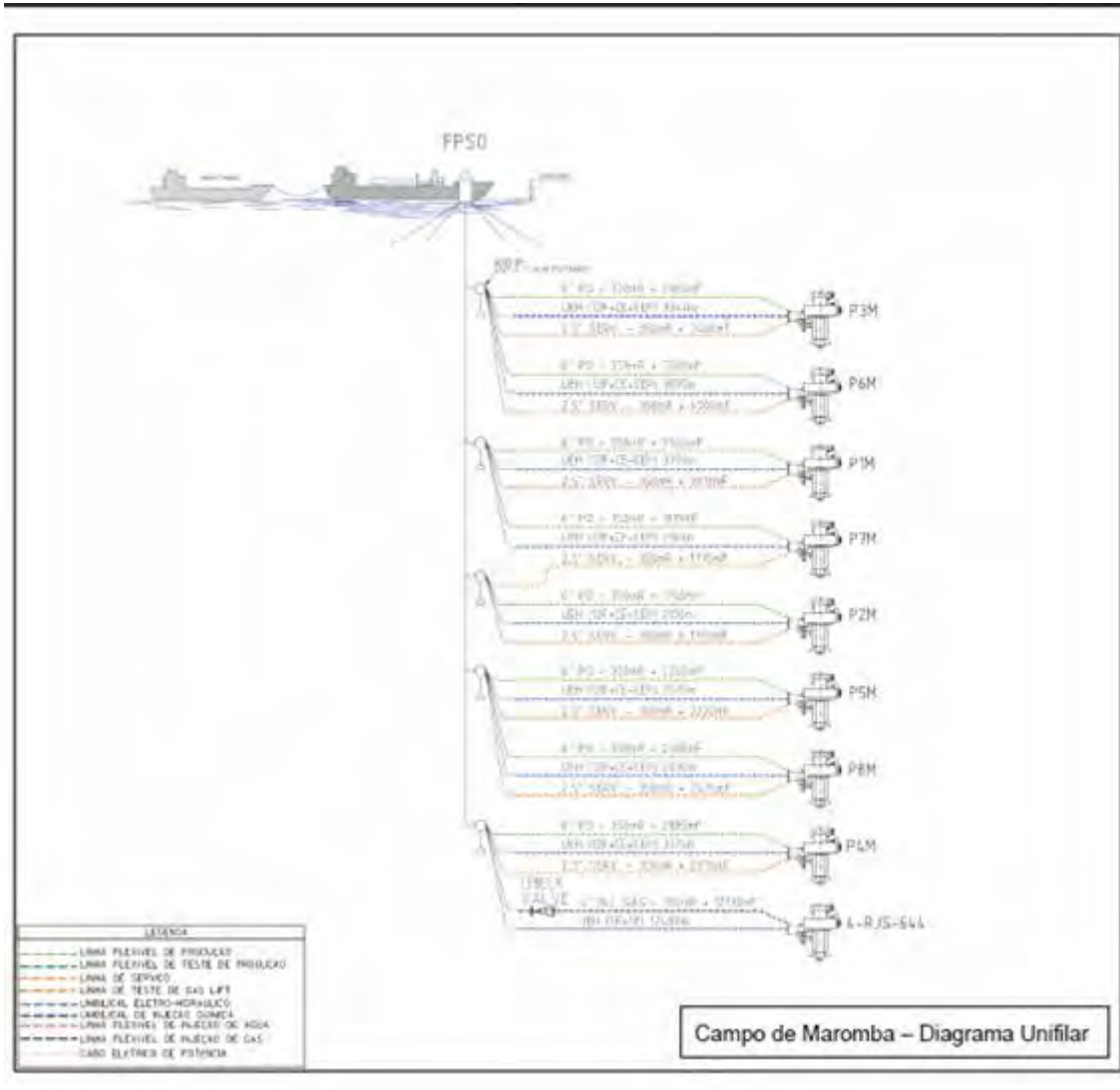


Figura II.2.4-56 - Configuração das linhas submarinas para o Módulo I no Campo de Maromba. Fonte: Petrobras.

A configuração das linhas submarinas para o Campo de Maromba serão rerepresentadas no Anexo II.2-10.

b) Umbilicais de controle e potência

As funções de controle e os comprimentos dos umbilicais eletro-hidráulicos para o Campo de Maromba são mostrados no Quadro II.2.4-29. Dados referentes

aos umbilicais para o poço do TLD ainda serão definidos e posteriormente apresentados.

Quadro II.2.4-29 - Funções de controle e comprimentos dos umbilicais eletro-hidráulicos para o Campo de Maromba.

POÇO	FUNÇÕES DE CONTROLE	COMPRIMENTO (m)
P1M	9H + 3HCR + 6CE + 3CEP	4210
P2M		2090
P3M		1490
P4M		3475
P5M		2560
P6M		4150
P7M		2125
P8M		3215

c) Árvore de Natal Molhada (ANM)

A árvore de natal molhada a ser utilizada no Campo de Maromba possuirá as mesmas características da árvore de natal molhada descrita para a P-63 (alínea c do subitem II.2.4.F.2) neste Capítulo.

d) Escoamento/transferência da produção

Não é prevista a instalação de dutos para a exportação da produção de óleo e gás do FPSO de Maromba. O óleo produzido será transferido para terminais terrestres através de navios aliviadores e o gás produzido será utilizado para geração de energia, sendo o excedente reinjetado no reservatório, a partir do poço exploratório 4-RJS-644.

e) Elementos de segurança e bloqueio contra vazamentos

Para garantia da segurança, todos os dutos (produção e injeção) possuirão transmissores que permitirão o monitoramento e o registro constante das suas pressões de operação. Haverá também sensores que geram alarmes em caso de

queda ou aumento da pressão nas linhas. Todas as informações de segurança são centralizadas na sala de controle da plataforma.

O sistema de coleta e injeção possuirá ainda válvulas de fechamento de emergência (ESDV), que fecham automaticamente caso sejam registrados parâmetros fora dos limites de operação. Em caso de pressão muito baixa, por exemplo, as ESDV são fechadas pela atuação das chaves de pressão muito baixa (PSLL). Desta forma, em caso de vazamentos, o fluxo é imediatamente interrompido.

As ANM são acionadas remotamente via umbilical, permitindo assim o controle operacional do poço. Em caso de pressão muito baixa, as válvulas da árvore de natal dos poços também se fecham automaticamente.

II.2.4.G - Descrição das operações de instalação das unidades de produção e das estruturas submarinas

Campo de Papa Terra

II.2.4.G.1-P-61

a) Instalação da UEP

O sistema de fixação da unidade P-61 está descrito no item II.2.4.C.1 - Sistema de Ancoragem, neste Capítulo.

Para fixação da P-61, será necessário realizar, antes da chegada da mesma na locação, a cravação das estacas da fundação dos tendões de aço, integrantes do sistema de ancoragem.

Estas estacas serão instaladas por uma embarcação do tipo balsa, operando com sistema de posicionamento dinâmico. Esta embarcação cravará as estacas da fundação com o auxílio de um martelo hidráulico. Nesta mesma janela de mobilização da balsa, os tendões serão montados e conectados à fundação. Módulos de boias temporárias anexadas ao topo dos tendões manterão a tração destes até a chegada da unidade P-61. O processo de instalação da fundação dos tendões e os tendões propriamente ditos levará cerca de dois meses.

A embarcação do tipo balsa prevista para realizar a cravação dos torpedos é a *Derrick Barge 50* da J. Ray McDermott (JRM) (Figura II.2.4-57).



Figura II.2.4-57 - Balsa Derrick Barge 50 da J. Ray McDermott.

Fonte: <http://www.railgoat.railfan.net/heavy/db50.htm>

A unidade P-61 será transportada com o auxílio de rebocadores, já completamente montada, até o local da instalação; esta atividade terá uma duração de aproximadamente um mês. Ela será posicionada no centro do arranjo de tendões e lastreada até a profundidade destes. Os tendões serão fixados aos conectores da unidade, com auxílio dos rebocadores, e tensionados à medida que o casco da mesma é deslastreado. Neste momento, a unidade P-61 fica permanentemente estável e a tração é ajustada. Por fim, os módulos de boias temporários dos tendões são retirados. A atividade de instalação da P-61 está prevista para ser realizada em um mês.

b) Interligação das estruturas submarinas à P-61

A operação compreende, basicamente, a interligação dos poços à P-61.

Os poços (círculos verde) que serão conectados à P-61 (em magenta) estarão dispostos em um agrupamento no solo marinho, conforme Figura II.2.4-58.

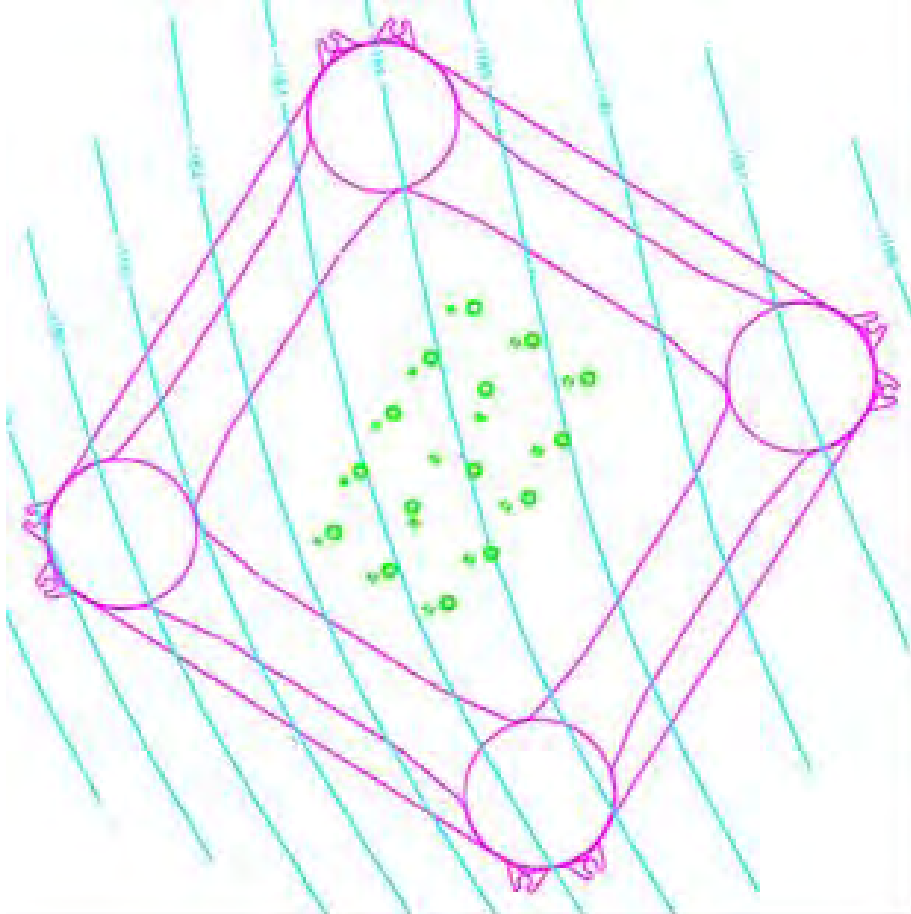


Figura II.2.4-58 - Localização dos poços de completção seca em relação à P-61.

A conexão dos poços à P-61 será realizada com *risers* rígidos de produção vertical. O *riser* de produção é, de certa maneira, uma extensão do poço até a superfície, uma vez que estes poços serão de completção seca. Sobre cada *riser* serão instaladas as Árvore de Natal Secas Horizontais (ANSH). As ANSH têm a mesma função das ANMH, porém são instaladas na superfície (convés) da plataforma.

Na extremidade inferior do tubo externo dos *risers* de produção (TTR), haverá um conector do tipo H-4 para a conexão com o alojador de alta pressão do sistema de cabeça de poço submarina dos poços da P-61. A operação de

conexão e os testes de estanqueidade do conector serão assistidos por ROV (*Remote Operated Vehicle* – Veículos de Operação Remota). A Figura II.2.4-59 mostra um desenho do conector da base dos *risers* rígidos e o painel de operação do ROV.

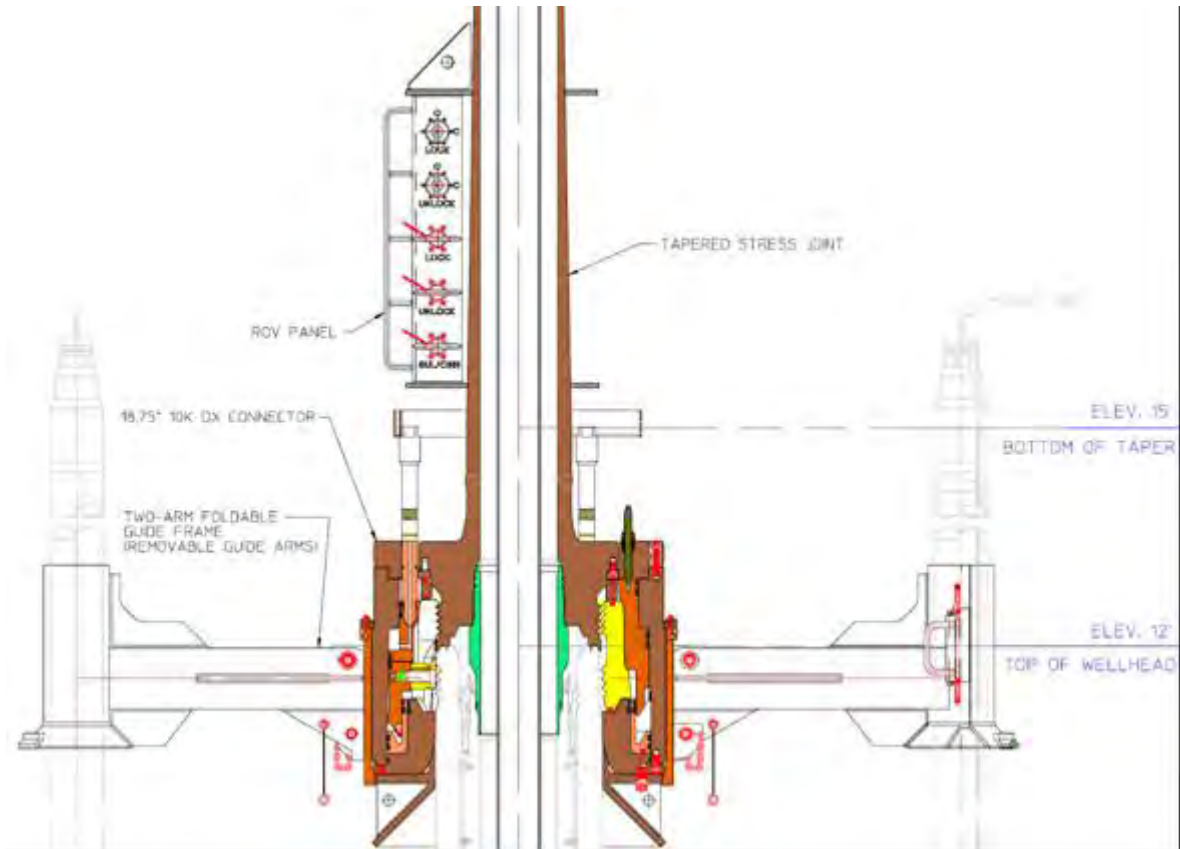


Figura II.2.4-59 - Conexão do riser rígido ao sistema de cabeça de poço submarina (Poços da P-61).

Na parte superior de cada TTR e sobre o *cellar deck* da P-61 será instalado um sistema de tensionamento de *risers* (Figura II.2.4-60) para que a carga de tração seja mantida independente da movimentação da P-61. Acima do sistema de tensionamento dos *risers*, na sua extremidade, serão instaladas as árvores de natal secas horizontais (Figura II.2.4-60).

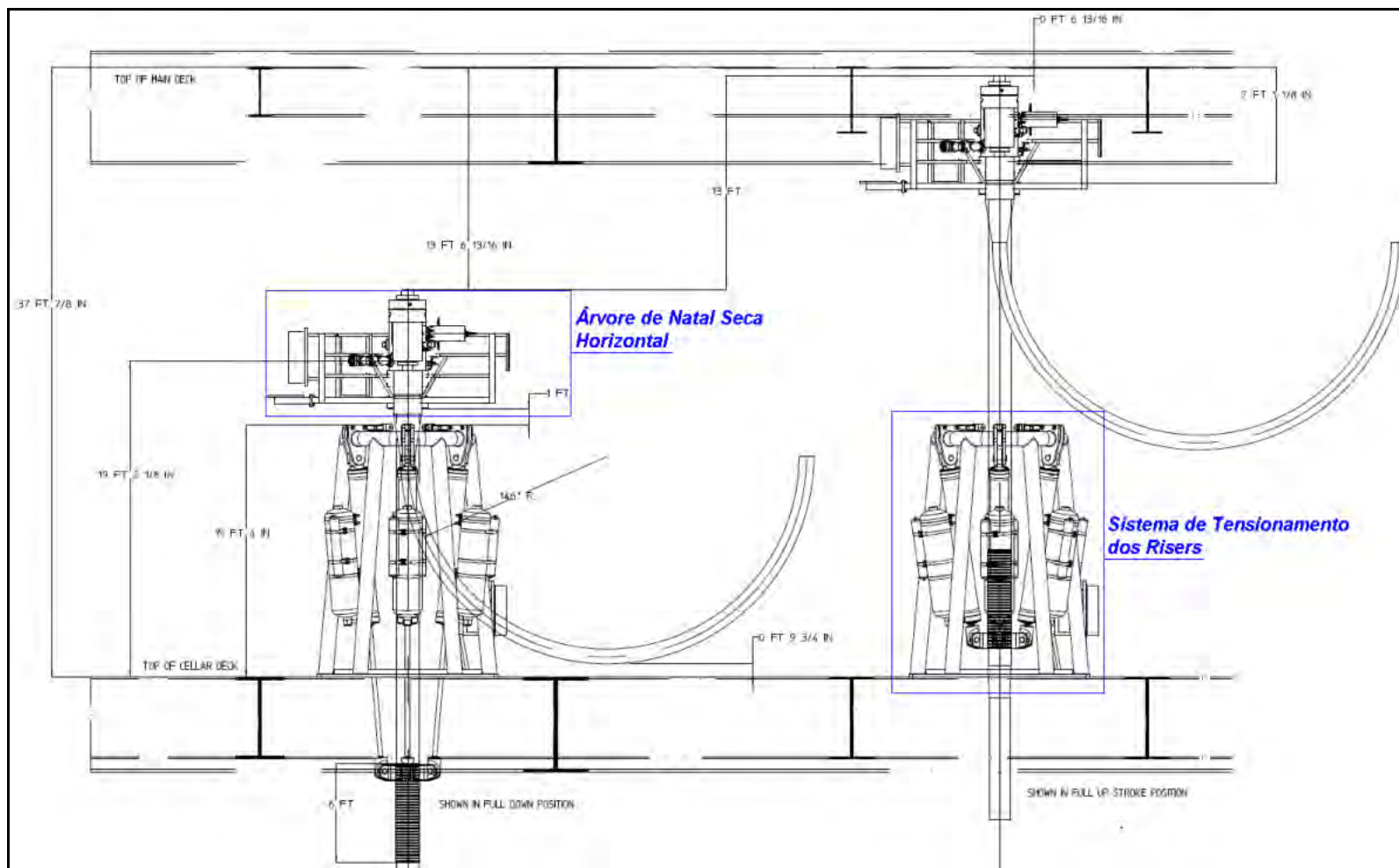


Figura II.2.4-60 - Conexão do riser rígido à árvore de natal seca (Poços da P-61).

Antes da chegada da P-61 na locação, serão cravados os 15 revestimentos condutores dos poços, com 57 m (estes revestimentos condutores caracterizam o início dos poços), e perfurados 4 destes poços. Após a chegada da P-61 e da sonda TAD, os demais poços serão perfurados e todos serão completados. A instalação dos *risers* rígidos de produção da P-61 é uma etapa do processo de completação dos poços de completação seca.

Após a perfuração dos poços, os *risers* de perfuração são retirados e substituídos pelos *risers* de produção. A instalação destes *risers* será feita com os próprios equipamentos da sonda modulada a bordo da P-61. Dois cabos guias auxiliarão na descida destes *risers* a partir da mesa rotativa. A atuação do conector H-4 para conexão com o sistema de cabeça de poço submarina, bem como os testes de selagem, serão feitos através de ROV. Somente após a instalação dos *risers* de produção é que a coluna de produção e as árvores de natal serão instaladas.

Para utilização da sonda modulada mencionada nas atividades de perfuração e completação dos poços no Campo de Papa-Terra, será previamente solicitada anuência a esta CGPEG/IBAMA para aprovação e inclusão da mesma no âmbito da Licença de Operação N° 782/2008 de 29/08/2008, relativa à atividade de perfuração e completação de 120 poços por ano dentro da Área Geográfica da Bacia de Campos.

c) Interligação das Linhas de Transferência de Fluidos (LTF)

Em função da proximidade entre as duas unidades (350 m), uma análise de risco será executada para levantamento de quais PLSV sob contrato de longa duração com a Petrobras poderão executar a interligação do varal dentro dos requisitos de segurança.

As linhas flexíveis utilizadas para exportar a produção da P-61 para a P-63 serão instaladas em catenária dupla a meia-água (varal). Esta operação será composta pelas seguintes etapas:

- *Carregamento*

A embarcação de lançamento, do tipo PLSV, terá uma base de apoio localizada na cidade de Vitória (BAVIT), que servirá para o carregamento dos dutos flexíveis. Estes dutos serão entregues à embarcação com todos os certificados de fabricação e teste da integridade de suas estruturas devidamente comprovados por uma entidade certificadora.

A configuração dos dutos a serem carregados será verificada para confirmar a compatibilidade correta dos flanges de extremidades no lançamento, a montagem dos acessórios e flanges de manuseios, bem como o comprimento final dos tramos.

Em Vitória serão conferidos todos os materiais necessários ao lançamento dos dutos, tais como os equipamentos auxiliares, a ferramenta de descida e a base de teste que serão recebidas a bordo do navio durante o carregamento. Para execução desta atividade está prevista a duração de um dia.

Após o carregamento, o PLSV encaminhará os dutos ao local de lançamento.

- *Navegação para a área das plataformas*

Serão realizadas as seguintes atividades durante o traslado para a área das plataformas:

- ★ Preparação dos colares de suspensão com os insertos adequados que serão necessários para o lançamento dos dutos;
- ★ Preparação dos acumuladores dos tensionadores dos sistemas de lançamento para a aplicação das forças de aperto especificadas para o lançamento dos dutos;
- ★ Preparação do *track* de lançamento a ser seguido.

Para execução desta atividade está prevista a duração de um dia.

- *Conexão das LTF na P-63*

Após a navegação até as unidades, será realizada a conexão da primeira extremidade das linhas à P-63.

Inicialmente, o navio PLSV se aproximará da P-63 em preparação para transferência das linhas. Será transferido o cabo principal (cabo de *pull-in*) da P-63 para a embarcação através de um cabo mensageiro. Após o cabo principal ser conectado a linha, a bordo da embarcação, esta irá começar a liberação da mesma dentro d'água. A descida da linha é realizada gradualmente até que toda a carga da embarcação é transferida para o cabo principal do guincho de *pull-in* da P-63. Após a transferência da linha para o cabo do FPSO, o cabo da embarcação será desconectado e recolhido até a superfície. As operações de *pull-in* na P-63 serão finalizadas com o içamento e fixação do colar de *hang-off* no *deck* da unidade, através de parafusos.

Para execução desta atividade está prevista a duração de um dia.

- *Conexão das LTF na P-61*

Após a conexão das LTF na P-63, a embarcação PLSV navegará em direção à P-61 fazendo o lançamento das linhas em subsuperfície (não ocorrerá até o leito oceânico) até a conexão com a P-61.

A conexão das LTF na P-61 será realizada conforme descrito anteriormente para a P-63.

d) *Comissionamento das Operações de Instalação*

Na chegada da unidade ao Campo, as seguintes atividades serão realizadas:

- ★ O sistema de posicionamento dinâmico dos rebocadores que farão o transporte da unidade será verificado através de uma série de testes funcionais;
- ★ Verificação das coordenadas da localização dos tendões;
- ★ Verificação das coordenadas e orientação (aproamento).

De forma a preservar a integridade das estruturas da unidade, dos tendões e dos equipamentos a serem utilizados, são estabelecidas condições limites das operações de instalação, referentes a vento, mar e correnteza, que deverão ser verificadas antes do início da operação de instalação. A conexão (*pull-in*) dos dutos flexíveis do varal será realizada com conexão da primeira extremidade na P-63 e da segunda extremidade na P-61.

Visando mitigar os riscos na conexão dos tendões à unidade, antes do início do lastreamento da unidade será feita uma verificação visual do alinhamento entre o conector superior do tendão e o conector na base da unidade, através de ROV.

Após a conexão da unidade aos tendões, a unidade é deslastreada até atingir a tração de projeto dos tendões. Durante todo o processo, ROV são utilizados para monitorar a atividade de conexão.

II.2.4.G.2 - P-63

a) Instalação da UEP

O sistema de ancoragem da unidade P-63 foi descrito no item II.2.4.C.2 - Sistema de Ancoragem, neste Capítulo.

Os pontos de ancoragem serão do tipo estaca torpedo cravadas no solo marinho. O processo de fixação do ponto de ancoragem (estaca torpedo) consiste na descida do torpedo até uma profundidade calculada, com um cabo de aço conectado no topo do mesmo, quando então o sistema é liberado caindo por gravidade. A estaca torpedo penetra no solo marinho, sendo que o comprimento da estaca que penetra no fundo do mar e o ângulo de inclinação da estaca são parâmetros a serem monitorados para o aceite da operação. Na Figura II.2.4-61 é apresentada uma estaca torpedo para ancoragem.



Figura II.2.4-61 - Estaca torpedo utilizada para ponto fixo de ancoragem.

A operação de ancoragem se divide em 3 fases:

- ★ **Fase (1): Prelançamento dos pontos de ancoragem da P-63:** compreende a instalação dos seguintes componentes para cada linha de ancoragem: estaca torpedo, trecho de amarra de fundo, placa triangular, manilhas e manilha harpa de espera do gancho KS. A previsão para o prelançamento dos pontos de ancoragem da P-63 é de aproximadamente 15 dias.
- ★ **Fase (2): Complemento das linhas de ancoragem:** compreende a conexão da manilha de espera abandonada na fase (1) com o gancho KS montado na amarra de fundo interligada aos cabos intermediários de poliéster das linhas de ancoragem da P-63 e a aproximação da plataforma para a conexão da linha de ancoragem com a respectiva amarra de trabalho previamente instalada no guincho da plataforma (conexão ou *hook up*).
- ★ **Fase (3): Tensionamento das linhas de ancoragem:** após o *hook-up*, as linhas de ancoragem são tensionadas pelo guincho da P-63 e, alcançando a tensão de projeto, as amarras de topo são travadas em

componentes denominados *chain stopper* (tipo de mordente), onde será apoiada a amarra de topo e toda carga sobre a mesma.

As Fases (2) e (3) serão completadas em 15 dias de operação.

- *Descrição da Fase (1)- Prelançamento do ponto de ancoragem*

Esta fase se realizará com a utilização de embarcações de manuseio de componentes de ancoragem, designadas AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*), e uma embarcação de suporte, designada RSV (*Remote Survey Vessel*), para operação de ROV. A Figura II.2.4-62 mostra embarcações típicas que poderão ser utilizadas no procedimento de instalação das âncoras – Maersk Boulder e Far Sailor, nomeados para fins de entendimento como AHTS-1 e AHTS-2.



Figura II.2.4-62 - Foto de embarcações de suporte que poderão ser utilizadas na instalação da ancoragem do FPSO e TAD de Papa-Terra.

Ao chegar à locação, a embarcação AHTS-1 é posicionada nas coordenadas de lançamento, os componentes da linha de ancoragem são montados, sendo em seguida realizado o *overboarding* do torpedo com cabo de aço auxiliar (movimentação do torpedo e componentes no convés para posicioná-los fora da embarcação), conforme ilustrado na Figura II.2.4-62. Posicionado o torpedo na altura de tiro adequada, a embarcação libera a queda do torpedo. São monitorados os parâmetros da queda e da cravação e, estando dentro do

esperado, o sistema é abandonado para posterior conexão das amarras. Caso os parâmetros não estejam conformes, o torpedo é descravado para novo tiro. A embarcação AHTS-2 terá como função armazenar parte dos materiais necessários repassando-os ao barco lançador e participar do descravamento do torpedo caso o lançamento seja rejeitado.

- *Descrição da Fase (2) - Conexão do cabo de poliéster à amarra de fundo utilizando gancho KS, aproximação da plataforma e hook up*

São utilizados na operação barcos AHTS e um RSV, contendo a bordo, como materiais principais, os ganchos KS, as amarras de fundo e os cabos de poliéster. A linha composta pelo gancho KS, amarra de fundo e cabos de poliéster é montada no barco que fará a conexão. O barco com a linha montada, pendurada e utilizando o monitoramento e as funções de manipulação do RSV, conecta o gancho KS na manilha de espera deixada na fase (1). Após o engate, a embarcação AHTS lançadora pega o cabo de poliéster, conforme Figura II.2.4-63, e vai se aproximando da plataforma para realizar o *hook up*.

FIGURA MONTAGEM KS

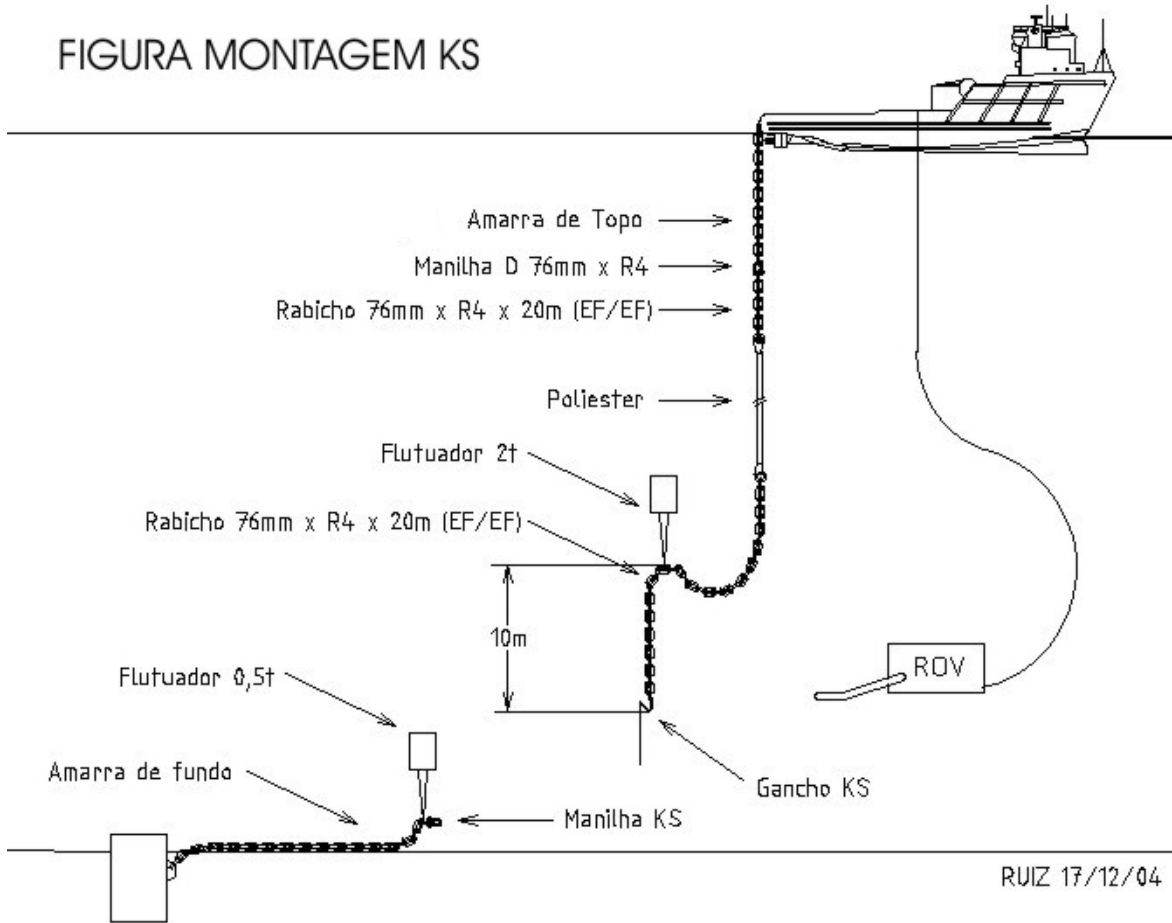


Figura II.2.4-63 - Conexão do cabo de poliéster à amarra de fundo utilizando gancho KS.

Nas primeiras linhas de ancoragem a serem conectadas, é necessário posicionar a unidade bem próximo do ponto definitivo de projeto. Isto é feito com rebocadores que nesse momento estarão conectados à unidade através do ponto de reboque ou na amarra que está conectada ao guincho (amarra de trabalho).

Após o posicionamento da unidade em torno da posição de projeto, serão repassados, da unidade P-63 a uma das embarcações AHV (*Anchor Handling Vessel*), um cabo mensageiro e um trecho de amarra provisória, previamente instalada no guincho da plataforma. A embarcação AHTS conectará a amarra de topo à amarra provisória, conectando assim o torpedo lançado ao guincho da plataforma. Assim sucessivamente para todas as linhas de ancoragem.

A esta fase em que se conectam as linhas de ancoragem à plataforma denomina-se *hook up*.

- *Descrição da fase (3) - Tensionamento das linhas de ancoragem.*

Esta etapa de instalação do sistema de ancoragem se iniciará após todas as linhas de ancoragem estarem conectadas à plataforma, mas ainda sem a devida tração. Nesta etapa serão disponibilizadas duas embarcações AHTS para auxílio ao tensionamento por parte dos guinchos de ancoragem.

Após todas as linhas de ancoragem serem conectadas à plataforma, inicia-se o tensionamento. O tensionamento consiste em tracionar com o guincho de ancoragem, a amarra de superfície até atingir a tração necessária de projeto, para cada linha de ancoragem.

Os guinchos da plataforma recolherão as amarras provisórias e parte das amarras de topo até atingir o ponto de travamento no mordente (*chain stopper*) que corresponde ao valor da tensão de projeto das linhas de ancoragem. A partir deste momento, a amarra de superfície é travada no *chain stopper*, que recebe toda carga da linha de ancoragem.

b) Interligação das estruturas submarinas à P-63

As Árvores de Natal Molhadas (ANM) dos poços serão interligadas diretamente à P-63, com exceção das árvores que estarão em *piggy-back*. As ANM serão do tipo *Diver Less - Guide Line Less* e não necessitarão de mergulho para conexão e desconexão dos dutos, atividade que será realizada com auxílio do Módulo de Conexão Vertical (MCV) operado por embarcação do tipo PLSV (*Pipe Laying Support Vessel*) e por ROV.

Para viabilizar as operações de conexão/desconexão na ANM, é necessário que dutos e conexões estejam limpos e despressurizados.

Após a realização dos procedimentos de carregamento de trechos de dutos e inspeção do traçado, os dutos de produção, serviço e umbilical de controle serão montados nos flanges de conexão dos MCV e posicionados no *deck* da embarcação de lançamento - PLSV. Em seguida, serão realizados testes de estanqueidade com água do mar nos dutos de produção e serviço e com fluido hidráulico HW 525 no umbilical de controle para verificação da integridade dos mesmos. Através destes MCV, que descerão ao mar com a ajuda do guincho do

PLSV, as duas extremidades dos dutos serão conectadas, uma à ANM do poço e a outra ao FPSO. Os últimos testes de estanqueidade serão realizados com todos os dutos já interligados.

A operação de interligação das estruturas submarinas à P-63 será composta pelas seguintes etapas:

- *Carregamento*

A embarcação de lançamento terá uma base de apoio localizada na cidade de Vitória (BAVIT), que servirá para o carregamento dos dutos flexíveis. Estes dutos serão entregues ao navio com todos os certificados de fabricação e teste da integridade de suas estruturas, devidamente comprovados por uma entidade certificadora.

A configuração dos dutos a serem carregados será verificada para confirmar a compatibilidade correta dos flanges de extremidades no lançamento, a montagem dos acessórios e flanges de manuseios, bem como o comprimento final dos tramos.

Em Vitória serão conferidos todos os materiais necessários ao lançamento dos dutos, tais como os equipamentos auxiliares, a ferramenta de descida e a base de teste que serão recebidas a bordo do navio durante o carregamento. Para execução desta atividade está prevista a duração de um dia.

Após o carregamento, o PLSV encaminhará os dutos ao local de lançamento: a área dos poços.

Para a execução desta atividade está prevista a duração de 01 dia.

- *Navegação para a área dos poços*

Serão realizadas as seguintes atividades durante o traslado para a área dos poços:

- ★ Preparação dos colares de suspensão com os insertos adequados que serão necessários para o lançamento dos dutos de fluxo e umbilical;

- ★ Preparação dos acumuladores dos tensionadores dos sistemas de lançamento para a aplicação das forças de aperto especificadas para o lançamento dos dutos;
- ★ Preparação do *track* de lançamento a ser seguido.

Para a execução desta atividade está prevista a duração de 01 dia.

- *Lançamento em direção às unidades*

O lançamento das linhas e equipamentos é precedido de uma inspeção do leito oceânico com auxílio de *remote operated vehicles* (ROV). Essa inspeção permite a identificação e escolha da melhor rota de lançamento ou local de instalação, evitando, por exemplo, eventuais bancos de corais ou outras formações carbonáticas, visto que as mesmas apresentam maior dificuldade de recuperação quando atingidas.

Para o lançamento serão verificadas as coordenadas das unidades e dos poços a serem interligados. De posse destes dados, dá-se início à operação de lançamento seguindo a rota planejada e executando as conexões intermediárias entre os dutos quando necessário. Durante o lançamento serão monitoradas as cargas de tração, os ângulos de saída do duto do navio (ângulo do topo da catenária) e as condições meteorológicas.

Devido à limitação fabril de comprimento de cada trecho dos dutos, são necessários conectores especiais de extremidades para união de um tramo a outro, a fim de complementar o comprimento total do duto para interligação das unidades aos poços. Estas conexões intermediárias dos dutos flexíveis serão testadas a bordo do PLSV (*Pipe Laying Support Vessel*) com nitrogênio para comprovar a integridade das mesmas.

As conexões intermediárias dos umbilicais serão sujeitas a um teste de pressão para comprovar a integridade das mesmas. O PLSV lançará os dutos de produção, serviço e umbilical de controle/potência dos poços, conforme a rota vistoriada, conectando uma das extremidades à ANM e a outra extremidade à unidade para conexão (*pull in*) da plataforma.

Para execução desta atividade está prevista duração de dois dias.

- *Conexão dos dutos dos poços à ANM*

Esta atividade será executada com o Módulo de Conexão Vertical, que, flangeado à extremidade dos dutos flexíveis e umbilicais, faz a conexão aos mandris das árvores de natal *Diverless*. Para o Campo de Maromba, em função da lâmina d'água rasa, as operações poderão ser auxiliadas por mergulhadores. Todas as operações serão auxiliadas ou monitoradas por ROV.

A Figura II.2.4-64 ilustra o modelo de ROV que poderá ser utilizado. Este modelo de ROV é capaz de auxiliar operações de interligação, intervenção e monitoramento submarinos numa lâmina d'água de até 2.000 metros, podendo erguer e transportar cargas de até cinco toneladas.



Figura II.2.4-64 - ROV antes de lançamento e em operação.

Fonte: www.rov.org.

- *Conexão do riser na P-63 (Pull-in)*

Esta atividade se refere à conexão dos dutos na P-63.

A embarcação PLSV aproxima-se do FPSO em preparação para transferência do *riser*. Será transferido o cabo principal (cabo de *Pull-in*) da P-63 para a embarcação através de um cabo mensageiro. Após o cabo principal ser conectado ao *riser* a bordo da embarcação, este irá começar a liberação do *riser* dentro d'água. Realiza-se a descida do *riser* até gradualmente executar a transferência da carga da embarcação para o cabo principal do guincho de *pull-in* da P-63. Após a

transferência do *riser* para o cabo da P-63, o cabo da embarcação será desconectado e recolhido até a superfície. As operações de *pull-in* são finalizadas com o içamento dos *risers* de todos os dutos flexíveis pelo guincho da P-63. Para execução desta atividade está prevista a duração de um dia.

c) *Comissionamento das Operações de Instalação*

Na chegada da unidade ao Campo, as seguintes atividades serão realizadas:

- ★ O sistema de posicionamento dinâmico dos rebocadores que farão o transporte da unidade será verificado através de uma série de testes funcionais;
- ★ Verificação das coordenadas, profundidade e orientação de saída dos dutos das estruturas submarinas (ANMH e BCSS) e demais objetos submarinos envolvidos na operação;
- ★ Verificação das coordenadas e orientação (aproamento);
- ★ Inspeção da rota projetada para o lançamento dos dutos de acordo com a rota planejada, verificando a presença de obstáculos ao lançamento dos dutos, assim como a proximidade do poço.

De forma a preservar a integridade das estruturas dos dutos a serem lançados, são estabelecidas condições limites das operações de instalação, referentes a vento, mar e correnteza, que deverão ser verificadas antes do início da operação de lançamento. A conexão (*pull-in*) dos dutos flexíveis será realizada, como regra geral, com conexão de primeira extremidade na ANMH do poço e segunda extremidade na P-63 podendo haver alteração conforme necessidade do projeto.

Visando mitigar os riscos de interação dos dutos a serem lançados, antes do início de qualquer instalação de dutos de fluxo de processo será feito um levantamento através de ROV do trajeto onde serão lançados os dutos.

Após o *pull-in* dos *risers*, será realizada uma inspeção para confirmar e registrar a posição final dos dutos no fundo do mar, bem como a configuração

final da catenária dos dutos no FPSO. Para execução destes trabalhos está prevista a duração de três dias.

Campo de Maromba

II.2.4.G.3 - FPSO de Maromba

O sistema de ancoragem do FPSO em Maromba ainda não foi definido. A descrição dos sistemas previstos (*turret* ou *spread mooring*) foi apresentada no item II.2.4.C.3, neste Capítulo.

Desta forma, a descrição das operações de instalação da unidade de produção e das estruturas submarinas será encaminhada para esta CGPEG/IBAMA em estudos complementares, tal como os cuidados no comissionamento das operações de instalação.

II.2.4.H - Riscos envolvidos nas operações de instalação

II.2.4.H.1 - Procedimentos de reconhecimento e escolha de locações

Os procedimentos de reconhecimento e escolha de locações empregadas durante a fase de lançamento das linhas utilizadas no escoamento de óleo e gás da área dos Campos de Papa-Terra e Maromba obedecem a diversos critérios.

O primeiro procedimento refere-se à análise do tipo de solo, suas características, propriedades, inclinação (direção e sentido) e relevo com indicação de alteração acentuada de batimetria. Estas análises são importantes para inferir sobre a estabilidade da região, informações que influenciam diretamente na definição do traçado das linhas e na definição dos procedimentos e metodologia de instalação de equipamentos no leito marinho.

O segundo procedimento refere-se à identificação de obstáculos de natureza geomorfológica ou restrições de natureza geológica ou biológica ao longo do trajeto dos dutos ou em áreas adjacentes à posição de projeto de equipamentos submarinos.

Para os Campos de Papa-Terra e Maromba foram executados estudos das áreas, apresentando dados de propriedade do solo e análise de estabilidade do maciço local.

Foram elaborados relatórios de *Geohazard* e mapas para as áreas dos Campos de Papa-Terra e Maromba, identificando as áreas em que declividade, estabilidade do solo, presença de canions, ravinas, *mounds* carbonáticos e corais impossibilitassem a instalação de linhas e equipamentos submarinos. Os arranjos submarinos já consideram os desvios das áreas onde o estudo de *Geohazard* aponta como sensíveis.

II.2.4.H.2 - Procedimentos para lançamento, amarração e ancoragem das linhas de escoamento

Para o lançamento das linhas serão utilizadas embarcações especiais do tipo PLSV (*Pipe Line Support Vessel*). As citadas embarcações são equipadas com sistema de posicionamento dinâmico, além de sistemas de tensionadores lineares especialmente projetados para suportar as cargas induzidas durante o lançamento dos dutos. Outros equipamentos auxiliares estão instalados nestas embarcações para auxiliar nas manobras de convés (guindastes e guinchos), inspeção submarina (ROV), medidores de correnteza / ventos e sistemas de posicionamento via satélite / hidroacústico / microondas.

O Sunrise 2000 e o Acergy Condor têm capacidade de carga para o lançamento simultâneo de até três dutos cheios d'água em uma lâmina d'água de até 2.000 metros. Já o Lochnagar tem capacidade de carga para o lançamento de apenas um duto cheio d'água por vez.

Para as atividades de lançamento, amarração e ancoragem das linhas, será utilizada uma infraestrutura composta pelo barco de lançamento próprio para essa atividade, além de barcos de mergulho classificados como DSV (*Diver Support Vessel*) a serem fornecidos por empresas contratadas pela Petrobras. Dentre as possíveis embarcações DSV que poderão executar essa atividade estão a Acergy Harrier e a Toisa Sentinel. Esses barcos de mergulho irão também auxiliar nas atividades de *pull-in* das linhas e nas operações dos barcos de lançamento.

No desenvolvimento dessas atividades, as embarcações responsáveis pela instalação das unidades executarão o lançamento das âncoras das UEP do tipo FPSO e tensionamento das linhas de ancoragem. Nesta etapa do projeto ainda não está definido quais serão as possíveis embarcações AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*) que poderão executar essa atividade. As operações de lançamento, amarração e ancoragem das linhas de escoamento, já tradicionalmente empregadas, foram apresentadas no item II.2.4 alínea G neste Capítulo.

II.2.4.H.3 - Mitigação dos Riscos de Interação das Linhas

Todas as linhas e equipamentos instalados na Bacia de Campos estão cadastrados em um banco de dados denominado Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO). Este banco de dados permite identificar qualquer obstáculo nas rotas pretendidas para as linhas de projeto. Com essa informação, o traçado das linhas e o posicionamento de quaisquer equipamentos são definidos de modo a eliminar ou minimizar a possibilidade de contato entre as linhas. Sendo inevitável o cruzamento das linhas no fundo do mar (trecho estático), a linha pré-existente é recoberta com revestimento especial no trecho onde se dará o contato, de modo a evitar quaisquer danos às linhas.

Para a instalação e operação das linhas de transferência de fluidos que interligam as plataformas do Campo de Papa-Terra, P-61 e P-63, foram realizados estudos considerando a viabilidade de instalação e operação. Estes estudos consideram a influências de fatores ambientais tais como velocidades de correntes, ondas, movimentação e *offsets* das plataformas. Como resultado, foram definidos: o espaçamento de 350 m entre as plataformas e o espaçamento entre as linhas e os ângulos das catenárias duplas de cada linha, de modo a não haver choques entre as linhas e permitir a instalação com os barcos de instalação de linhas disponíveis para a Petrobras.

Para avaliação da interação entre as linhas de ancoragem foram realizados estudos de análise acoplada das linhas de ancoragem e *risers* de produção, especificamente para o Campo de Papa-Terra onde estão previstas a instalação e operação de duas Unidades Estacionárias de Produção ancoradas próximas uma

da outra e uma balsa *Tender Assist Drilling*, ancorada próxima à unidade P-61 durante a perfuração dos poços de completação seca.

A análise acoplada do sistema de ancoragem das unidades leva em consideração uma série de fatores ambientais tais como vento, ondas e correntes obtidos a partir da aquisição de dados meteoceanográficos da Bacia de Campos. Além da avaliação das cargas necessárias para a ancoragem das unidades, de forma a restringir o *offset* dentro dos limites de projeto; esta análise permite avaliar a possibilidade de choque entre as linhas de ancoragem.

II.2.4.1 - Testes de estanqueidade das linhas de escoamento

O projeto de interligação dos poços prevê a realização de testes para constatação da integridade e estanqueidade dos dutos de fluxo de processo (produção, serviço e umbilicais de controle /potência). Com relação aos umbilicais de potência, somente serão realizados testes de tensão para garantir a continuidade elétrica do umbilical.

De acordo com o planejamento de utilização dos dutos, poderá haver necessidade de hibernação das linhas, sendo que esta será feita com água do mar, a depender do cronograma de instalação destas linhas.

II.2.4.1.1 - Testes intermediários dos dutos a partir do PLSV

Todos os dutos a serem utilizados na interligação já terão sido testados hidrostaticamente na BAVIT. Durante a atividade de lançamento, serão realizados testes nas conexões intermediárias a bordo do PLSV. O teste final dos dutos será realizado a partir das unidades FPSO (P-63 e FPSO de Maromba), conforme descrito no subitem *II.2.4.1.2-Testes finais dos dutos a partir das unidades FPSO*.

Os testes de vedação de conexões flangeadas montadas no navio de lançamento serão feitos imediatamente após a sua montagem e com a conexão ainda a bordo do PLSV, podendo ser:

- ★ **Testes Pneumáticos:** Realizados preferencialmente com nitrogênio em todas as conexões intermediárias dos dutos de produção e serviço. Caso

haja vazamento de nitrogênio no teste, a conexão será refeita com troca dos anéis de vedação e de teste, acarretando novo teste pneumático de vedação.

- ★ **Testes Hidrostáticos (com água do mar):** Caso não seja possível realizar o teste das conexões com nitrogênio, deverá ser feito teste hidrostático com água do mar, e, neste caso, a verificação da estanqueidade se dará pela observação visual da conexão, não havendo a necessidade de se aguardar a estabilização da pressão. Caso haja vazamento, as conexões serão refeitas.
- ★ **Testes das Linhas de Controle:** Estas linhas são testadas a bordo do PLSV com o próprio fluido de controle, fluido hidráulico específico Oceanic HW525. Em caso de vazamento, verificado visualmente, a conexão será trocada, e o eventual derrame decorrente deste pequeno vazamento ficará contido no *deck* da embarcação.

É importante destacar que o fluido hidráulico, quando da produção dos poços, transmitirá a pressão necessária para manter as válvulas de controle do poço abertas, o que significa que eventuais vazamentos nas conexões dos dutos de controle farão a pressão hidráulica diminuir, com conseqüente fechamento destas válvulas e interrupção da produção do poço, o que reforça todo o cuidado para garantir a estanqueidade das conexões destes dutos.

Cabe mencionar que a observação visual, de modo geral, somente é aplicável aos testes que envolvam os conectores, pois o tubo flexível está enrolado na cesta ou no tambor e mesmo que seja detectado um vazamento em algum ponto do tubo flexível, a análise do vazamento é muito complexa.

II.2.4.1.2 - Testes finais dos dutos a partir das unidades FPSO

Os testes finais para assegurar a estanqueidade e integridade dos dutos e de suas conexões flangeadas consistirão de testes hidrostáticos, utilizando como fluido: (i) água do mar, nos dutos de escoamento (de produção e de serviço); e (ii) fluido hidráulico HW525, nas linhas de controle (umbilicais).

Os dutos de produção e serviço serão testados hidrostáticamente com água salgada a partir da plataforma. As mangueiras de controle de 3/8" e as mangueiras de 1/2" serão testadas com fluido hidráulico Oceanic HW525. Os últimos testes de estanqueidade serão realizados com todos os dutos já conectados.

Para os dutos de produção e serviço, a detecção do local do vazamento não é feita com a utilização de corante traçador. O procedimento de detecção do local do vazamento é realizado seguindo-se as seguintes etapas:

- ★ Durante o teste de estanqueidade, em caso de vazamento, é observada queda de pressão no registrador instalado nas unidades FPSO;
- ★ Mantendo-se o duto pressurizado, por tentativa, o ROV percorre o duto buscando sinais de vazamento (borbulhamento e jatos de água), principalmente nas conexões;
- ★ Na hipótese de localização do vazamento, as conexões serão refeitas com auxílio de mergulhador (em profundidades de águas rasas);
- ★ É realizado um novo teste de estanqueidade;
- ★ Na hipótese de constatação de queda de pressão e não localização do vazamento, o duto é recolhido para inspeção, manutenção e posterior lançamento.

Conforme supradescrito, o teste de estanqueidade de dutos flexíveis (dutos de produção e serviço) é realizado sem a necessidade do uso de corante traçador. Quando houver necessidade do uso do corante traçador, será apresentada a descrição do teste de estanqueidade contemplando este recurso. Normalmente, o uso do corante traçador se aplica ao teste de dutos rígidos.

O teste hidrostático é realizado em quatro etapas, conforme detalhado a seguir, sendo o controle de pressão verificado nas unidades FPSO por meio de equipamentos denominados Cartas Registradoras de Pressão, que mostram os registros de pressão de forma contínua.

Ressalta-se que, em dutos de óleo e gás, o teste hidrostático somente poderá ser iniciado após a estabilização.

- ★ **Etapa 1 – Pressurização:** O duto será pressurizado com taxa de 18 MPa/h (2.610 psi/h); a pressão de teste hidrostático (PTH) deverá ser igual a 1,50 X PMP (Pressão Máxima de Projeto) para tubos flexíveis novos e 1,10 X PMP para tubos flexíveis usados. A duração do teste hidrostático é de no mínimo 4 horas após a estabilização.
- ★ **Etapa 2 – Estabilização:** O tempo de estabilização da pressão para teste hidrostático é igual a 1 hora.
- ★ **Etapa 3 – Manutenção da pressão:** O tempo de manutenção da pressão para teste hidrostático é igual a 4 horas.
- ★ **Etapa 4 – Despressurização:** A taxa de despressurização deverá ser de 108 MPa/h (15.664 psi/h). Para as linhas de controle, a taxa de pressurização (assim como de despressurização) será de 60 MPa/h não ultrapassando 105% e não sendo menor que 95% da pressão de projeto. A manutenção da pressão ocorrerá em 30 (integridade / dano relevante) ou 60 minutos (reterminação / estanqueidade).

Para o teste de decaimento de pressão, cada mangueira hidráulica é interligada à fonte de suprimento de pressão hidráulica. Um transdutor de pressão conectado a um registrador de carta é instalado no terminal da outra extremidade livre da mangueira a ser testada. A mangueira é cheia com o fluido de teste hidrostático e aliviada do ar trapeado, sendo iniciado em seguida o registro do teste na carta. O decaimento inicial não deve ser mais que 1/3 da pressão de teste hidrostático especificada.

Durante os testes finais de estanqueidade das linhas de controle, a detecção visual de vazamentos é possibilitada pelo corante fluorene (presente na formulação do fluido hidráulico), utilizado em concentração máxima de 50 ppm.

Após a execução dos testes, são registradas e anexadas nos relatórios de serviço, por pessoal qualificado, as seguintes informações:

- ★ Data e hora;
- ★ Localização, condição e detalhes do teste;
- ★ Pessoal responsável pelo teste;
- ★ Detalhes do meio de enchimento;

- ★ Todos os equipamentos e detalhes de certificação;
- ★ Cartas registradoras de pressão, mostrando os registros contínuos de pressão;
- ★ Leitura de pressão periódica a cada 30 minutos para teste hidrostático e 10 minutos para teste pneumático;
- ★ Leitura de temperatura ambiente periódica a cada 30 minutos para teste hidrostático e 10 minutos para teste pneumático (este item somente é válido para testes com duração acima de 4 horas);
- ★ Observação visual.

Estes procedimentos para a realização dos testes de estanqueidade já foram amplamente discutidos e apresentados pela PETROBRAS / UO-BC desde Fevereiro de 2003, nas documentações para solicitação de anuência referente ao TAC de Produção.

II.2.4.1.3 - Teste de estanqueidade dos TTR

Os *risers* rígidos da P-61, também conhecidos como *Top Tension Risers* (TTR), são extensões das colunas de produção dos poços. Por se tratar de *risers* similares aos *risers* de perfuração, os testes de estanqueidade a serem executados obedecem ao mesmo procedimento: Na medida em que as juntas de *risers* são roscadas e descidas a partir da mesa rotativa, água do mar é pressurizada no interior do *riser* e esta pressão é monitorada. A manutenção da pressão em um patamar fixo indica ausência de vazamento. Se detectado vazamento, as juntas de *risers* que foram descidas após o último teste de estanqueidade bem sucedido são recolhidas, inspecionadas e, se necessário, substituídas.

A pressão de teste será igual à máxima pressão de trabalho limitada em 5000 psi, que é a classe de pressão dos *risers*.

II.2.4.1.4 - Fluido hidráulico HW525

O HW525 é um fluido hidráulico à base de água, formulado especificamente para uso em modernos sistemas de controle de produção submersos, conferindo um alto grau de proteção contra o desgaste, corrosão e degradação microbológica. Estes fluidos têm sido desenvolvidos em permanente consulta aos fabricantes dos componentes e hoje é utilizado mundialmente, contribuindo na obtenção de um sistema de produção seguro e confiável. A baixa viscosidade do fluido permite boa capacidade de resposta, mesmo a longas distâncias, sendo os mesmos designados para prover condições ótimas de operação.

Este fluido contém uma série de aditivos para inibir desgaste, corrosão e degradação microbológica, além de ter alta tolerância à contaminação acidental por água do mar. É importante ressaltar que os aditivos fazem parte do produto final, sendo, portanto, contemplados nos testes de toxicidade para os organismos *Lytechinus variegatus* e *Mysidopsis juniae*.

Sendo suprido já pronto para uso, o fluido HW525 elimina os problemas frequentemente encontrados em fluidos que demandam diluição, misturas imprecisas ou inadequadas, utilização de água de baixa qualidade e até mesmo contaminação durante o preparo. São biodegradáveis e, portanto, não apresentam problemas ambientais de longo prazo, caso um vazamento ocorra, além de serem filtrados para alcançar o nível de pureza desejado.

O Quadro II.2.4-30 apresenta os componentes químicos do fluido HW525.

Quadro II.2.4-30 - Componentes químicos do fluido HW 525.

COMPONENTE	QUANTIDADE	PERCENTUAL
Mono Etileno Glicol	50 ppm	2,5±0,5
Álcool Poliglicol Éter	2000 mg/kg	3±0,5
Polietileno Glicol Monalítico Éter	1000 mg/kg	<1
Dialquilfosfato de Molibdênio	10 mg (Mo)/kg	<1
Dietanol amina	3 ppm	2,5±0,1
Aril Sulfanimida Carboxyalcanolamida	NA	<1
Azimidobenzeno	500 mg/kg	<1
Hexahidrometil triazina	316 mg/kg	2,5±0,1

(continua)

Quadro II.2.4-30 - (conclusão)

COMPONENTE	QUANTIDADE	PERCENTUAL
Etileno Glicol Monobutil Éter	50 ppm	<1
Tintura Ácida	NA	Traço
Emulsão de Silicone	NA	<1
Água	333 mg/kg	Balanço

Os Quadros II.2.4-31 e II.2.4-32 apresentam as propriedades físicas e ambientais do Fluido HW525.

Quadro II.2.4-31 - Propriedades físicas do fluido HW 525.

	HW 525
Aparência	Líquido fluorescente verde / azul
Viscosidade (cSt) a -40°C	Sólido
Viscosidade (cSt) a -20°C	Sólido
Viscosidade (cSt) a 0°C	4,86
Viscosidade (cSt) a 20°C	2,4
Viscosidade (cSt) a 40°C	1,5
Densidade (g/cm ³) a 15,6°C	1,039
Ponto de fluidez (°C)	-10 (14)
pH	9,3
Ponto de Ignição	Não aplicável
Auto ignição	Não aplicável
Ponto de combustão	Não aplicável
Nível de contaminação	NAS 1638, Classe 6
Solubilidade em H ₂ O	Completa
Pressão de Vapor	10 mmHg
Evaporação	<água

Quadro II.2.4-32 - Aspectos ambientais do HW525.

Biodegradabilidade	Total biodegradabilidade em 1 mês em águas poluídas e não poluídas.
Bioacumulação	Não apresenta tendências de bioacumulação em organismos vivos.
Toxicidade marinha	Testado para valores de LC50 e NOEC (Concentração de Efeito não Observado) em peixes, crustáceos e algas marinhas.

II.2.4.1.5 - Disposição Final dos Fluidos

A água salgada utilizada para os testes de estanqueidade será enviada pelo duto de produção até as unidades FPSO, seguindo a rotina normal de processamento e descarte pela planta da Unidade de Produção.

O fluido hidráulico Oceanic HW525 permanecerá nas linhas de controle de 3/8" para o acionamento das válvulas de controle de poço. Já o fluido hidráulico Oceanic HW525 das linhas de injeção de químicos será direcionado pela árvore de natal para as linhas de produção, seguindo a rotina normal de processamento e descarte pela planta da Unidade de Produção.

II.2.4.J - Descrição das embarcações a serem utilizadas nas operações de instalação

Campo de Papa-Terra

Para as operações de instalação do Campo de Papa-Terra deverão ser utilizadas embarcações do tipo PLSV (*Pipe Laying Support Vessel*), DSV (*Diver Support Vessel*), RSV (*Remote Survey Vessel*), AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*) e a do tipo SESV (*Subsea Equipment Support Vessel*), todas formalmente inseridas nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado da Bacia de Campos, vinculados ao TAC de Produção (Processo IBAMA nº 02022.008099/02-35). Caso venha a ser utilizada embarcação não inserida de modo formal nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado, o Programa de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT) será implementado em seu formato pontual, em consonância com as premissas aprovadas pela CGPEG/IBAMA através do Ofício CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 0118/2010 de 12.02.10 e seu Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 072/09 de mesma data.

Serão utilizadas também uma balsa tipo *Crane Ship* e balsas para o transporte e instalação dos tendões da unidade P-61 (ainda não definidas). Para estas embarcações, será solicitada anuência prévia a esta CGPEG/IBAMA, em atendimento a legislação vigente. Assim que essas embarcações forem definidas serão apresentados os certificados necessários para sua operação, devendo as

mesmas serem disponibilizadas para vistoria dos Analistas Ambientais do IBAMA em data e local a serem definidos posteriormente.

Para as atividades de lançamento, amarração e ancoragem das linhas, será utilizada uma infraestrutura composta pelo barco de lançamento próprio para essa atividade (PLSV), além de barcos de mergulho classificados como DSV. Esses barcos de mergulho irão também auxiliar nas atividades de *pull-in* das linhas e nas operações dos barcos de lançamento. No desenvolvimento dessas atividades, as embarcações responsáveis pela instalação das unidades – AHTS – executarão o lançamento das âncoras da UEP P-63 e o tensionamento das linhas de ancoragem.

As embarcações PLSV são equipadas com sistema de posicionamento dinâmico, além de sistemas de tensionadores lineares especialmente projetados para suportar as cargas induzidas durante o lançamento dos dutos. Outros equipamentos auxiliares estão instalados nestas embarcações para auxiliar nas manobras de convés (guindastes e guinchos), inspeção submarina (ROV), medidores de correnteza / ventos e sistemas de posicionamento via satélite / hidroacústico / microondas.

A Figura II.2.4-65 ilustra algumas embarcações – Sunrise 2000, Acergy Condor, Kommandor 3000 e Lochnagar – que poderão ser utilizadas para o lançamento dos dutos/linhas submarinas.



Sunrise 2000

Kommandor 3000



Lochnagar

Seaway Condor



Figura II.2.4-65 - Embarcações Sunrise 2000, Kommandor 3000, Lochnagar e Acergy Condor.

Para a instalação dos equipamentos de cabeça de poço, tais como as árvores de natal, está prevista a utilização de embarcação do tipo SESV.

A embarcação SESV (*Subsea Equipment Support Vessel*) é especializada na instalação de equipamentos submarinos, principalmente equipamentos de controle de poço como ANM. Essa embarcação utiliza um sistema de guincho com cabo de fibra para movimentar rapidamente os equipamentos do convés para o leito marinho, sem utilização de *riser* e umbilical. O módulo submarino de operação SOES (Sistema de Orientação de Equipamentos Submarinos) possui todos os recursos necessários para acionamento das ferramentas de instalação dos equipamentos, garantindo a segurança do poço após a operação. A embarcação possui guindaste tipo *knuckle boom* com capacidade de 250 toneladas, veículos de operação remota (ROV) e é equipada com sistema de posicionamento dinâmico via satélite de última geração.

A Figura II.2.4-66 mostra a foto de uma embarcação do tipo SESV.



Figura II.2.4-66 - Embarcação do tipo SESV.

A embarcação a ser usada será definida em momento oportuno, considerando as limitações técnicas da operação e a carteira de serviços programados, podendo ser utilizada a embarcação Skandi Santos já inserida formalmente nos Projetos Ambientais de Caráter Continuído da Bacia de

Campos. Caso ocorra a impossibilidade de sua utilização, a embarcação substituta deverá ser previamente submetida à anuência prévia da CGPEG/IBAMA, devendo ser disponibilizada para vistoria dos Analista Ambientais deste Instituto.

Campo de Maromba

Para as operações de instalação do sistema definitivo de produção e escoamento e TLD no Campo de Maromba deverão ser utilizadas embarcações do tipo PLSV (*Pipe Laying Support Vessel*), DSV (*Diver Support Vessel*), RSV (*Remote Survey Vessel*), AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*) e a do tipo SESV (*Subsea Equipment Support Vessel*), também inseridas formalmente nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado da Bacia de Campos (Processo IBAMA nº 02022.008099/02-35).

Para as atividades de lançamento, amarração e ancoragem das linhas, será utilizada uma infraestrutura composta pelo barco de lançamento próprio para essa atividade (PLSV), além de barcos de mergulho classificados como DSV. Esses barcos de mergulho irão também auxiliar nas atividades de *pull-in* das linhas e nas operações dos barcos de lançamento. No desenvolvimento dessas atividades, as embarcações responsáveis pela instalação da unidade – AHTS – executarão o lançamento das ancoras da UEP e tensionamento das linhas de ancoragem, assim como já descrito para o Campo de Papa-Terra.

II.2.4.K - Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica

II.2.4.K.1 - Campo de Papa-Terra

a) Água Produzida

A água produzida é composta pela água de injeção, empregada na recuperação secundária e manutenção da pressão do reservatório, pela água de formação (ou aquífero, presente no reservatório junto com o óleo e gás em

condições de alta pressão e temperatura), além dos produtos químicos utilizados tanto no poço quanto na água de injeção e no processo de separação água/óleo.

A quantidade de água produzida depende das características dos mecanismos naturais ou artificiais de produção e da composição específica das rochas de cada reservatório.

Durante a fase de recolhimento de amostras dos poços exploratórios, não houve ocorrência de produção de água, o que impediu a realização dos testes agudo e crônico para *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus* respectivamente (caracterização toxicológica), bem como a sua caracterização química e físico-química.

O sistema de produção para a Concessão de Papa-Terra será iniciado em 2013. Tão logo se inicie a produção de óleo nas UEP P-61 e P-63 e o descarte da água produzida a partir da P-63 (uma vez que toda a produção da P-61 será encaminhada para tratamento na P-63), a Petrobras irá realizar a coleta e análise desta água para os parâmetros solicitados no Termo de Referência nº 011/09, encaminhando posteriormente seus resultados a esta CGPEG/IBAMA.

b) Óleo Produzido

São apresentadas nos Quadros II.2.4-33 e II.2.4-34 as composições dos óleos dos reservatórios Cretáceo e Eoceno do Campo de Papa-Terra, amostrados dos poços representativos dos referidos reservatórios, durante a realização do Teste de Formação.

Tal como citado para a água produzida, só será possível realizar a caracterização química, físico-química e toxicológica do óleo produzido após o início da produção, quando será possível coletar quantidades de amostras suficientes para estas análises. Tão logo seja iniciada a produção nas UEP P-61 e P-63, estas análises serão realizadas, sendo os resultados encaminhados a esta CGPEG/IBAMA.

Quadro II.2.4-33 - Composição do óleo do reservatório Cretáceo do Campo de Papa-Terra.

CARACTERÍSTICAS DO		
PETRÓLEO 3-RJS-618-TFR-01- 14,2 °API		
DENSIDADE (°API)	14,2	GRAVITY (°API)
Densidade relativa (a 20/4 °C)	0,9677	Specific gravity (at 20/4 °C)
Pressão de vapor Reid (kPa)	(a)	Reid vapor pressure (kPa)
Ponto de fluidez (°C)	5	Pour point (°C)
TIAC (°C)	49,13	(b) WAT (°C)
Viscosidade (mm ² /s)		Viscosity (mm ² /s)
a 40,0 °C	3564	at 40.0 °C
a 50,0 °C	1529	at 50.0 °C
a 60,0 °C	735,7	at 60.0 °C
Resíduo de carbono micro (% m/m)	11,3	Micro carbon residue (% m/m)
Fator de caracterização	11,6	Characterization factor
Hydrocarbonetos (% m/m)		Hydrocarbon types (% m/m)
saturados	36,8	saturates
aromáticos	27,9	aromatics
resinas	28,11	resins
asfaltenos	7,19	asphalthenes
Enxofre (% m/m)	0,727	Sulphur (% m/m)
Enxofre mercaptídico (mg/kg)	29	Mercaptan sulphur (mg/kg)
Nitrogênio básico (% m/m)	0,21	Basic nitrogen (% m/m)
Nitrogênio (% m/m)	0,531	Nitrogen (% m/m)
Nº de acidez total (mg KOH/g)	2,89	Total acid number (mg KOH/g)
Metais (mg/kg)		Metals (mg/kg)
níquel	25	nickel
vanádio	18	vanadium
Cinzas (% m/m)	0,364	Ash (% m/m)
Sal (% m/m)	0,9	(c) Salt (% m/m)
Água e sedimentos (% v/v)	11,0	Water and sediments (% v/v)
Sedimentos no BSW (% v/v)	(d)	Sediments in BSW (% v/v)

(a) A amostra não flui a zero grau, portanto não se adequa ao método.
 Obs.: (b) TIAC (Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais) - WAT (Wax Appearance Temperature), 2º evento de cristalização 21,99°C
 (c) Corresponde a 8709,3 mg NaCl / L
 (d) Ausência de sedimentos.

Quadro II.2.4-34 - Composição do óleo do reservatório Eoceno do Campo de Papa-Terra.

CARACTERÍSTICAS DO PETRÓLEO 4-RJS-632-TFR-01			
DENSIDADE (°API)	16,5	Método	GRAVITY (°API)
Densidade relativa (a 20/4 °C)	0,9521	ISO 12185	Specific gravity (at 20/4 °C)
Pressão de vapor Reid (kPa)		D 323	Reid vapor pressure (kPa)
Ponto de fluidez (°C)	-11	D 5950	Pour point (°C)
TIAC (°C)	(a)	DSC	WAT (°C)
Viscosidade (mm ² /s)			Viscosity (mm ² /s)
a 20,0 °C		D 445	at 20.0 °C
a 30,0 °C			at 30.0 °C
a 50,0 °C			at 50.0 °C
Resíduo de carbono micro (% m/m)	10,6	D 4530	Micro carbon residue (% m/m)
Cera (% m/m)		UOP 46	Wax (% m/m)
Fator de caracterização		UOP 375	Characterization factor
Hidrocarbonetos (% m/m)			Hydrocarbon types (% m/m)
saturados		SFC/	saturates
aromáticos		TLC-FID/	aromatics
resinas		D 6560	resins
asfaltenos	6,5		asphaltenes
Enxofre (% m/m)	0,818	D 4294	Sulphur (% m/m)
Enxofre mercaptídico (mg/kg)		UOP 163	Mercaptan sulphur (mg/kg)
Nitrogênio básico (% m/m)	0,233	UOP 269	Basic nitrogen (% m/m)
Nitrogênio (% m/m)	0,70	D 4629	Nitrogen (% m/m)
Nº de acidez total (mg KOH/g)	1,66	D 664	Total acid number (mg KOH/g)
Metais (mg/kg)		N 2440	Metals (mg/kg)
níquel	25		nickel
vanádio	19		vanadium
Cinzas (% m/m)		D 482	Ash (% m/m)
Sal ((% m/m)	0,12	MB 298	Salt (% m/m)
Água e sedimentos (% v/v)		D 4007	Water and sediments (% v/v)

Obs.: (a) TIAC (Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais) - WAT (Wax Appearance Temperature).
(b) Valor correspondente a 1142,5 mg NaCl/L (calculado).

c) Efluente da Planta de Dessulfatação

Como descrito no Item II.2.4.B, neste Capítulo a Unidade de Remoção de Sulfato (URS) a bordo da unidade de produção P-63 será utilizada para tratar a água captada do mar, de forma a adequá-la aos padrões de qualidade necessários para sua injeção no reservatório do campo.

Essa adequação é realizada através de processo de nanofiltração, com geração e descarte do efluente (parcela de 25% do fluxo total de água que entra na unidade) diretamente para o mar através de uma linha de *overboard*.

O processo de filtração da água do mar para produção de água de injeção gera um efluente preconcentrado em íons salinos em adição a outras substâncias,

como biocidas, empregadas na operação unitária para evitar a formação de biofilme sobre as membranas da URS e anti-incrustantes usados devido à elevada concentração de sulfato e cálcio que podem se depositar sobre as membranas da URS.

Como não há ainda produção de efluente da URS pela plataforma em estudo, o Quadro II.2.4-35 apresenta uma comparação entre a água do mar e a média de concentração dos parâmetros avaliados no efluente da URS da UEP P-50, similar àquela a ser gerada na P-63. No Anexo II.2-11 é apresentada a caracterização da amostra do efluente da URS da plataforma P-50.

Os dados indicam teores médios (mg/L) de bicarbonato, cloreto, potássio, sódio e salinidade nos efluentes da URS acima dos valores médios de concentração da água do mar, além de concentrações elevadas de cálcio, estrôncio e magnésio.

Quadro II.2.4-35 - Quadro comparativo entre a água do mar e a média de concentração do efluente da URS da unidade P-50.

COMPONENTE	MÉDIA DE CONCENTRAÇÃO EFLUENTE DA URS DE P-50	COMPOSIÇÃO MÉDIA DA ÁGUA DO MAR
Bário (Ba^{+2}) mg/L	<1	<1
Bicarbonato (HCO_3^-) mg/L	302	101
Cálcio (Ca^{+2}) mg/L	1.393,7	500
Carbonato (CO_3^{-2}) mg/L	0	31
Cloreto (Cl^-) mg/L	31.468,7	21.347
Estrôncio (Sr^{+2}) mg/L	28,3	9
Ferro (Fe^{+2}) mg/L	<1	<1
Magnésio (Mg^{+2}) mg/L	5.326,3	1.700
pH	6,6	8,45
Potássio (K^+) mg/L	513,3	500
Salinidade - mg NaCl/L	51.857,0	35.177
Sulfato (SO_4^{-2}) mg/L	11.840,3	2.800
Sódio (Na^+) mg/L	13.756,7	12.000

A toxicidade deste efluente foi avaliada para a mistura com anti-incrustante, com e sem a presença de biocida utilizado na limpeza das membranas da URS da P-50. O Quadro II.2.4-36 mostra os resultados de toxicidade crônica e aguda para a amostra resultante da mistura de três alíquotas coletadas em três pontos

diferentes da corrente do efluente do efluente de P-50. Toxicidade similar é esperada para o efluente da URS da P-63.

Quadro II.2.4-36 - Toxicidade do efluente oriundo da P-50.

Ano 2007 – P-50 URS			
Efluente de URS			
Amostras	Toxicidade Crônica		Toxicidade Aguda
	<i>Lytechinus variegatus</i>		<i>Mysidopsis juniae</i>
	CENO (%)	CEO (%)	CL(I) 50. 96h (%)
• Sem Biocida			
L3483	6,25	12,5	33,76
• Com Biocida			
L3484	3,12	6,25	4,42

No Anexo II.2-12 são apresentados os laudos de toxicidade aguda e crônica referentes ao efluente oriundo da URS da P-50.

Estudos de toxicidade específicos para o efluente da P-63 serão realizados após o início da operação.

d) *Aditivos Químicos*

- *Fluidos hidráulicos*

Conforme informado no Cap. II.2.4.I, o fluido hidráulico HW525 a ser utilizado no controle de produção submerso será também utilizado nos testes de estanqueidade das linhas de controle. O Anexo II.2-13 apresenta a ficha de segurança (FISPQ) e os testes de toxicidade do fluido HW525.

- *Fluorene*

O fluorene está presente na formulação do fluido hidráulico HW525. Desta forma, é apresentada no Anexo II.2-14 a avaliação da toxicidade e da biodegradabilidade do fluorene R2 (fluoresceína).

- *Demais Produtos Químicos Utilizados*

Durante as atividades de produção das unidades P-61 e P-63 serão utilizados alguns produtos químicos, em diferentes etapas dos processos de produção, que podem estar associados à água a ser descartada. Destacam-se: desemulsificantes, anti-incrustantes, antiespumantes, aditivos de antiespumantes, sequestrante de oxigênio, trietilenoglicol, inibidores de corrosão, biocidas e etanol.

Estes produtos estão, em sua maioria, associados à fase líquida da produção, sendo descartados com a água produzida. Entretanto, os desemulsificantes, anti-incrustantes, antiespumantes, aditivos de antiespumantes e os inibidores de corrosão estarão, muitas vezes, associados ao óleo, não sendo, portanto, descartados ao mar.

Como a água de injeção (água do mar ambiente) geralmente apresenta diversos microrganismos marinhos (bactérias, fungos, etc.), capazes de sintetizar substâncias corrosivas prejudiciais aos equipamentos de produção (THOMAS *et al.*, 2001), é prevista a adição de biocidas para a sua eliminação, assim como o uso de compostos sequestrantes de oxigênio para complementar a desoxigenação da água, garantindo a eficiência da produção de água de injeção. Já a água oriunda do reservatório (água de formação) apresenta alguns compostos (óxidos, sulfetos, etc.) que, por serem capazes de formar incrustações provenientes de processos corrosivos (THOMAS *et al.*, 2001), requerem a utilização de produtos anticorrosivos e anti-incrustantes para a manutenção dos poços.

Desemulsificantes são usados no sistema de separação trifásico a fim de auxiliar na “quebra” da emulsão água/óleo gerada durante o percurso do reservatório até a superfície. As emulsões são geradas pelo próprio dinamismo do processo e pela presença de agentes emulsificantes na mistura extraída (THOMAS *et al.*, 2001). Entretanto, o desemulsificante também será injetado nos próprios poços de produção, minimizando a emulsão a ser tratada na separação trifásica da planta de processo da P-63.

Existe tendência à formação de espuma durante o processo de separação, por isso é necessária a utilização de antiespumantes e aditivos de

antiespumantes para minimizar os efeitos da espuma que dificultam a operação dos vasos separadores.

O Quadro II.2.4-37 apresenta os produtos químicos a serem utilizados nas atividades de produção de P-61 e P-63, cujas fichas de segurança (FISPQ) encontram-se no Anexo II.2-15.

Quadro II.2.4-37 - Produtos químicos passíveis de serem utilizados durante as atividades de produção no Campo de Papa-Terra.

PRODUTOS QUÍMICOS	NOME / MARCA COMERCIAL
Biocida para água de injeção na URS	- Rocide DB20 (Avista) - PC-11 (Nalco) - Biocontrol RO (Clariant)
Anti-incrustante na URS	- Vitec 3000 (Avista) - PC191 (Nalco) - Scaletreat 890C-UK (Clariant)
Sequestrante de Cloro da URS	- Bissulfito de Sódio
Limpeza Ácida de Membranas da URS	- Roclean L-404 (Avista) - Trofex (Clariant)
Limpeza Básica de Membranas da URS	- Roclean L-211 (Avista) - Scalesolv XFE (Clariant)
Biocida na água de injeção	- Biocida de Choque – THPS ou Glutaraldeído
Desemulsificante	A definir
Antiespumante	A definir
Aditivo de antiespumante	A definir
Inibidor de corrosão para gás	A definir
Inibidor de corrosão para óleo	A definir
Inibidor de corrosão para água de refrigeração	A definir
Inibidor de corrosão na água de aquecimento	A definir
Ant-incrustante para água de produção	A definir
Desidratante para o gás	- Trietilenoglicol / TEG
Polieletrólito	A definir
Hipoclorito de sódio	- Hipoclorito de Sódio
Sequestrante de oxigênio	- Bissulfito de Sódio

II.2.4.K.2 - Campo de Maromba

a) Água Produzida

Durante a fase de recolhimento de amostras dos poços exploratórios, não houve ocorrência de produção de água, o que impediu a realização dos testes

agudo e crônico para *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus* (caracterização toxicológica), bem como a sua caracterização química e físico-química.

A coleta e análise da água produzida, atendendo aos parâmetros solicitados no Termo de Referência nº 011/09, somente poderá ser realizada após o início do sistema de produção no campo de Maromba, previsto para 2015. Os resultados desta caracterização serão encaminhados a esta CGPEG/IBAMA, tão logo se inicie o descarte da água produzida.

b) Óleo Produzido

São apresentadas nos Quadros II.2.4-38 e II.2.4-39 a composição dos óleos dos reservatórios Maastrichtiano e Albiano do Campo de Maromba, respectivamente, amostrados dos poços representativos dos referidos reservatórios.

A caracterização química, físico-química e toxicológica do óleo somente poderá ser realizada após o início da produção no Campo, quando será possível coletar quantidades de amostras suficientes para estas análises. Tão logo seja iniciada a produção, estas análises serão realizadas, sendo os resultados encaminhados a esta CGPEG/IBAMA.

Quadro II.2.4-38 - Composição do óleo do reservatório Maastrichtiano do Campo de Maromba.

CARACTERÍSTICAS DO		
PETRÓLEO 3-RJS-613-TFR-02 - 16,0 °API		
DENSIDADE (°API)	16,0	GRAVITY (°API)
Densidade relativa (a 20/4 °C)	0,9560	Specific gravity (at 20/4 °C)
Pressão de vapor Reid (kPa)	(a)	Reid vapor pressure (kPa)
Ponto de fluidez (°C)	-9	Pour point (°C)
TIAC (°C)	54,62	(b) WAT (°C)
Viscosidade (mm ² /s)		Viscosity (mm ² /s)
a 40,0 °C	1929	at 40.0 °C
a 50,0 °C	864,2	at 50.0 °C
a 60,0 °C	434,0	at 60.0 °C
Resíduo de carbono micro (% m/m)	10,6	Micro carbon residue (% m/m)
Cera (% m/m)	2,62	Wax (% m/m)
Fator de caracterização	11,7	Characterization factor
Hydrocarbonetos (% m/m)		Hydrocarbon types (% m/m)
saturados	39,6	saturates
aromáticos	29,0	aromatics
resinas	24,37	resins
asfaltenos	6,93	asphaltenes
Enxofre (% m/m)	0,80	Sulphur (% m/m)
Enxofre mercaptídico (mg/kg)	51	Mercaptan sulphur (mg/kg)
Nitrogênio básico (% m/m)	0,23	Basic nitrogen (% m/m)
Nitrogênio (% m/m)	0,71	Nitrogen (% m/m)
Nº de acidez total (mg KOH/g)	1,61	Total acid number (mg KOH/g)
Metais (mg/kg)		Metals (mg/kg)
níquel	26	nickel
vanádio	18	vanadium
Cinzas (% m/m)	0,108	Ash (% m/m)
Sal (mg NaCl/l)	1592,2	Salt (mg NaCl/l)
Água por destilação (% v/v)	< 0,050	Water by distillation (% v/v)
Água e sedimentos (% v/v)	0,10	Water and sediments (% v/v)
(a) Amostra com alta viscosidade não sendo possível a realização do método.		
(b) TIAC (Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais) - WAT (Wax Appearance Temperature).		
1º ponto detectado = 54.62°C		
2º ponto detectado = 21.79°C		
CENPES/PDP/TPAP - 2005		

Quadro II.2.4-39 - Composição do óleo do reservatório Albiano do Campo de Maromba.

CARACTERÍSTICAS DO PETRÓLEO 3-RJS-613-RJS-TFR-01			
DENSIDADE (°API)	18,3	D 5002	GRAVITY (°API)
Densidade relativa (a 20/4 °C)	0,9406	D 5002	Specific gravity (at 20/4 °C)
Pressão de vapor Reid (kPa)	(a)	D 323	Reid vapor pressure (kPa)
Ponto de fluidez (°C)	- 24	D 5950	Pour point (°C)
TIAC (°C)	47,32 (b)	DSC	WAT (°C)
Viscosidade (mm ² /s)		D 445	Viscosity (mm ² /s)
a 20,0 °C	771,5		at 20.0 °C
a 30,0 °C	363,6		at 30.0 °C
a 50,0 °C	109,0		at 50.0 °C
Resíduo de carbono micro (% m/m)	11,01	D 4530	Micro carbon residue (% m/m)
Cera (% m/m)	3,28	UOP 46 mod.	Wax (% m/m)
Fator de caracterização	11,6	UOP 375	Characterization factor
Hydrocarbonetos (% m/m)			Hydrocarbon types (% m/m)
saturados	40,6	SFC/	saturates
aromáticos	31,0	TLC-FID/	aromatics
resinas	19,6	D 6560	resins
asfaltenos	8,8		asphaltenes
Enxofre (% m/m)	1,1	D 1552	Sulphur (% m/m)
Enxofre mercaptídico (mg/kg)	45	UOP 163	Mercaptan sulphur (mg/kg)
Nitrogênio básico (% m/m)	0,18	UOP 269	Basic nitrogen (% m/m)
Nitrogênio (% m/m)	0,50	D 4629	Nitrogen (% m/m)
Nº de acidez total (mg KOH/g)	0,48	D 664	Total acid number (mg KOH/g)
Metais (mg/kg)		D 4927B	Metals (mg/kg)
níquel	19		nickel
vanádio	29		vanadium
Cinzas (% m/m)	0,1916	D 482	Ash (% m/m)
Sal (mg NaCl/l)	1247,8	MB 298	Salt (mg NaCl/l)
Água por destilação (% v/v)	3,00	D 95	Water by distillation (% v/v)
Água e sedimentos (% v/v)	3,8	D 4007	Water and sediments (% v/v)

Obs.: (a) amostra não se aplica ao método;
(b) TIAC: Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais. Segunda cristalização em 19,10 °C.

CENPES/PDP/AP - 2004

c) Efluente da Planta de Dessulfatação

Os estudos para o projeto de Maromba consideram que a água injetada não necessita de tratamento em URS. Portanto, não existe definição até o momento se este tipo de unidade será instalada na UEP de Maromba.

d) Aditivos Químicos

As informações referentes a este item serão oportunamente encaminhadas em estudo complementar.

II.2.4.L - Caracterização Química e Físico-química da Água Produzida

A caracterização química e físico-química da água produzida de cada Campo contemplado nesse EIA somente poderá ser realizada após o início da atividade de produção. Assim que as UEP previstas neste estudo entrarem em operação e houver a geração deste efluente, será realizada a referida caracterização e encaminhada a esta CGPEG.

II.2.4.M - Laudos Técnicos das Análises

Os laudos das análises da água de produção e do óleo produzido serão encaminhados juntamente com os resultados das análises físico-químicas e toxicológicas destes fluidos, as quais serão realizadas após o início da produção dos Campos, conforme mencionado nos subitens K e L .

Os laudos das análises toxicológicas do fluido hidráulico HW525 são apresentados juntamente com os resultados das mesmas, no Anexo II.2-13.

II.2.4.N - Caracterização das Emissões e Efluentes Decorrentes da Operação da Unidade de Produção

Campo de Papa-Terra

II.2.4.N.1 - P-61

São apresentadas 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 sólidos a serem gerados pela unidade P-61 durante o sistema definitivo de produção e escoamento no Campo de Papa-Terra.

O excedente de gás natural produzido no Campo de Papa-Terra será reinjetado em poço para este fim, localizado no reservatório Eoceno.

a) Sistema de Emissões Gasosas

- Sistema de tocha e “vent”

A UEP P-61 será equipada com sistemas de tocha para coletar e queimar gases residuais provenientes das válvulas de segurança, válvulas de controle de pressão, válvulas de alívio, etc. A queima de gás na tocha só ocorrerá durante as despressurizações dos equipamentos do sistema de produção, em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos. Em operação normal, o sistema funciona com uma vazão de apenas 125 m³/h, ou seja, 3.000 m³/d. suficiente para manter os pilotos da tocha acesos e para purga dos coletores.

Em caso de parada de emergência, o gás existente nas linhas e equipamentos será despressurizado para ser queimado na tocha. Este procedimento inicia-se com vazão de 543.000 m³/d, reduzindo até zero.

Além dos sistemas de *flare*, a unidade possui *vents* para a coleta de gases residuais de hidrocarbonetos provenientes dos processos e das instalações que operam próximos à pressão atmosférica.

- Geração principal

O sistema de geração de energia elétrica instalado na P-61 consiste de três (3) grupos geradores a diesel, dois operantes e um em *stand-by*. Os três geradores principais a diesel possuem capacidade de 2.500 kW, 13.800 V em 60 Hz e estão localizados no convés inferior.

- Gerador de emergência

O sistema de geração de energia elétrica de emergência consiste de um gerador de emergência a diesel. O gerador de emergência a diesel possui 2.100 kW, 480 V em 60 Hz e deverá atender as cargas essenciais da unidade e os sistemas críticos que necessitam estar operacionais durante as situações de emergência.

- *Guindastes*

A P-61 possui dois guindastes a diesel, um com capacidade de içamento de 40 toneladas e outro com capacidade de 60 toneladas.

- *Bombas de incêndio*

A P-61 possui duas bombas de incêndio a diesel, operantes apenas em caso de emergência.

- *Estimativas de emissões atmosféricas*

As emissões atmosféricas vão variar de acordo com as condições de operação da Unidade. As principais emissões atmosféricas, em operação normal, serão oriundas do conjunto dos geradores a diesel. A tocha, a princípio, somente produzirá emissões significativas em situações de emergência.

Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelas fontes geradoras na P-61 serão os óxidos de nitrogênio (NO_x) e de enxofre (SO_x), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), material particulado (MP), e hidrocarbonetos totais de petróleo (THP).

Para a unidade de P-61, bem como para a UEP de P-63, foram identificados três cenários distintos de emissão atmosférica: o primeiro refere-se à fase pré operacional (Cenário I), em que estarão em funcionamento os geradores diesel auxiliares; o segundo cenário (Cenário II) refere-se à fase inicial de operação, quando o sistema ainda não tiver atingido a estabilização de produção e o terceiro cenário (Cenário III) contempla a fase estável de produção, quando os motogeradores e caldeiras passarem ao consumo de gás natural e petróleo.

As vazões estimadas para as principais fontes de emissões das UEP P-61 e P-63 podem ser vistas no Quadro II.2.4.40 a seguir:

Quadro II.2.4.40 - Principais poluentes atmosféricos emitidos pelas UEP P-61 e P-63.

CENÁRIO	EMISSOR	UNIDADE	NO _x	CO	SO _x	MP	THP	CO ₂
I	Motogeradores Auxiliares	Kg/h	5	0,8	0,6	0,08	1,1	262,5
II	Motogeradores a diesel (eventual)	Kg/h	60	10	7,5	0,95	13,5	3,149
*III	Caldeiras a diesel (eventual)	Kg/h	55	9	7	0,9	12,4	2,887
IV	Motogeradores a gás natural e petróleo	Kg/h	992	160	124	15	224	52,497
I, II e III	Tocha	Kg/h	0,5	0,08	ND	0,01	0,1	26

Obs: * As caldeiras e motogeradores utilizarão gás natural durante os primeiros anos de operação e a partir do sétimo ano utilizará gás natural e petróleo como complemento

b) Sistema de efluentes líquidos

- **Captação e descarte de água do mar**

As bombas de captação de água do mar operam com reciclagem total da água do mar e sem reciclagem. Em operação normal, 1/3 da água captada será descartada de volta no mar. O único componente de ocorrência não-natural nesta água descartada é o hipoclorito de sódio, que é utilizado para controlar o crescimento de organismos marinhos nas tubulações do sistema.

- **Sistema gerador de água potável**

A P-61 será dotada de dois equipamentos geradores de água, um operante e um em *stand-by*. O sistema gerador de água consiste de unidades de osmose reversa que transforma água salgada em água doce, gerando um rejeito com alta salinidade. Este rejeito também contém hipoclorito de sódio, que é adicionado no início do processo para controle do crescimento de organismos marinhos no sistema.

- *Sistema de drenagem aberta*

O sistema de drenagem aberta coleta líquidos dos drenos do convés e dos equipamentos da P-61. Todos os fluidos coletados no sistema aberto são direcionados para o Tanque de Drenagem Aberta, que separa óleos e graxas da água. A água tratada é descartada diretamente no mar, atendendo à legislação pertinente.

- *Sistema sanitário*

O sistema sanitário coletará os efluentes sanitários gerados na unidade e os efluentes oriundos da cozinha. Seu volume é variável em função do número de pessoas a bordo da plataforma, estimado em 60 pessoas. Considerando o uso médio de 100 litros diários por pessoa, o volume gerado pode chegar a 6 m³/dia.

As águas cinzas e negras geradas na unidade são tratadas para reduzir a contagem de bactérias (coliformes) e o efluente é clorado (com hipoclorito de sódio) antes do descarte no mar.

- *Restos alimentares*

Os restos alimentares produzidos na plataforma serão recolhidos de forma seletiva e encaminhados para o sistema de trituração, que gerará partículas finais segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartadas ao mar. Os restos alimentares serão triturados em partículas com tamanho inferior a 25 mm. A estimativa da quantidade de restos alimentares, para 60 pessoas, é de 24 kg/dia.

Quadro II.2.4.41 - Estimativa de efluentes líquidos na P-61.

EFLUENTE	VAZÃO (*)
Água do mar das bombas de captação	60 m ³ /d
Rejeito do sistema gerador de água potável	42,3 m ³ /d
Descarga do sistema de drenagem aberta	0 m ³ /h
Descarga do sistema sanitário	6,8 m ³ /d
Restos alimentares	24 Kg/d

(*) Em condições normais de operação.

c) *Sistema de resíduos sólidos*

Na UEP P-61 haverá uma área específica para acondicionamento temporário dos diferentes tipos de resíduos.

A estimativa de produção mensal de resíduos é apresentada no Quadro II.2.4-42.

Quadro II.2.4-42 - Estimativa de produção mensal de resíduos sólidos na P-61.

RESÍDUO	CLASSIFICAÇÃO (NBR 10004)	QUANTIDADE
BORRACHA NÃO CONTAMINADA	Classe IIA	100 Kg
CARTUCHO DE IMPRESSÃO	Classe IIA	160 unid
LÂMPADA FLUORESCENTE	Classe I	1068 unid
LATA DE ALUMÍNIO	Classe IIB	108 Kg
LIXO COMUM	Classe IIA	12100 Kg
MADEIRA NÃO CONTAMINADA	Classe IIB	5065 Kg
MANGOTE/MANGUEIRA	Classe IIB	900 Kg
METAL NÃO CONTAMINADO	Classe IIB	60000 Kg
PAPEL/PAPELÃO NÃO CONTAMINADO	Classe IIB	3250 Kg
PILHAS E BATERIAS	Classe I	430 Kg
PLÁSTICO NÃO CONTAMINADO	Classe IIA	1780 Kg
PRODUTOS QUÍMICOS	Classe I	400 Kg
PRODUTOS QUÍMICOS	Classe I	2680 L
RESÍDUO ALIMENTAR DESCARTADO NO MAR	Classe IIA	15000 Kg
RESÍDUOS CONTAMINADOS COM OLEO E/OU PRODUTOS QUÍMICOS	Classe I	25000 Kg
RESÍDUO INFECTO-CONTAGIOSO	Classe I	60 Kg
RESÍDUOS NÃO PASSÍVEIS DE RECICLAGEM	Classe IIA / Classe IIB	1790 Kg
RESÍDUOS OLEOSOS	Classe I	13500 Kg
RESÍDUOS OLEOSOS	Classe I	50 m ³
RESÍDUOS SERV. SAUDE (FARMACEUTICOS)	Classe I	10 Kg
TAMBOR/BOMBONA CONTAMINADO	Classe I	2000 Kg
VIDRO NÃO CONTAMINADO	Classe IIB	500 Kg

II.2.4.N.2 - P-63

São apresentadas 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 sólidos a serem gerados pela unidade P-63 durante o sistema definitivo de produção e escoamento no Campo de Papa-Terra.

O excedente de gás natural produzido no Campo de Papa-Terra será reinjetado em poço para este fim, localizado no reservatório Eoceno.

a) Sistema de Emissões Gasosas

- Sistema de tocha e “vent”

A UEP P-63 será equipada com sistemas de tocha para coletar e queimar gases residuais provenientes das válvulas de segurança, válvulas de controle de pressão, válvulas de alívio, etc. A queima de gás na tocha só ocorrerá durante as despressurizações dos equipamentos do sistema de produção, em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos. Em operação normal, o sistema funciona com uma vazão de apenas 125 m³/h, ou seja, 3.000 m³/d suficiente para manter os pilotos da tocha acesos e para purga dos coletores.

Em caso de parada de emergência, o gás existente nas linhas e equipamentos será despressurizado para ser queimado na tocha. Este procedimento inicia-se com vazão de 1.000.000 m³/d, reduzindo até zero.

Além dos sistemas de *flare*, a unidade possui *vents* para a coleta de gases residuais de hidrocarbonetos provenientes dos processos e das instalações que operam próximos à pressão atmosférica, que são os tanques de produtos químicos e tanque de drenagem aberta.

- Motogeradores

O sistema de geração de energia da P-63 consiste de seis (6) grupos motogeradores tricomcombustível (gás / petróleo / diesel), sendo um (1) grupo

gerador em condição de reserva, dois (2) grupos motogeradores essenciais a diesel e um (1) grupo moto gerador de emergência a diesel para atendimento às cargas de emergência.

Os seis (6) motogeradores tricombustível possuem capacidade de 17.100 kW, 13.800 V em 60 Hz, estão localizados nos módulos M91, M92 e M93 no convés principal da P-63 e fornecerão toda a energia necessária à unidade em condição normal de operação.

Os dois (2) motogeradores essenciais a diesel possuem capacidade de 1.800 kW, 480 V em 60 Hz, estão localizados na sala de máquinas e fornecerão energia para partida da geração principal, atendimento às cargas de sustentação de vida da unidade e cargas essenciais da planta de processo.

O gerador de emergência a diesel possui capacidade de 1.800 kW, 480 V em 60 Hz, está localizado na popa da embarcação e fornecerá energia para os sistemas críticos que necessitam estar operacionais durante as situações de emergência.

Os motogeradores estão previstos para operar preferencialmente com gás combustível. Contudo, na partida da unidade de produção, será necessário o uso de diesel até a estabilização da produção de gás. A energia necessária para atender as facilidades de produção, utilidades e embarcação será proveniente dos motogeradores.

O sistema principal de geração de energia estará adequado ao atendimento da demanda elétrica requerida e terá topologia em conformidade com a Norma API RP 540 (*Electrical Installations in Petroleum Processing Plants*) para sistema de alta confiabilidade.

A utilização de combustíveis será flexível e garantirá autonomia na geração principal com possível utilização de gás natural (principal), petróleo (reserva) e óleo diesel (contingência).

Em condições normais de operação, dois motogeradores são suficientes para atender a toda demanda de energia elétrica da P-63. Na fase inicial de produção, os motogeradores serão movidos a óleo diesel. Nesta fase, o consumo de óleo diesel deverá ser de, no máximo, 30 m³/dia. Uma vez atingida a estabilização da produção de gás, o sistema gerador de energia passará a utilizar este gás, com consumo máximo previsto de 300.000 m³/dia.

- *Geradores auxiliares a diesel*

Os dois geradores auxiliares a diesel estão localizados na sala de máquinas e possuem 960 kW cada e servirão de reserva para utilidades do convés principal / casa de máquinas e cargas essenciais da planta.

O subsistema de geração auxiliar será composto por 02 unidades diesel geradoras, fornecendo energia elétrica e mantendo uma parte específica das cargas da UEP (auxiliares e emergência) em condições operacionais, proporcionando capacidade de partida para a geração principal e sustentação de vida. O subsistema de partida da unidade diesel geradora auxiliar deverá proporcionar meios de partida elétrica ou partida pneumática. O consumo estimado para cada gerador é de 5 m³/dia de diesel.

- *Gerador de emergência*

O subsistema de Geração de Emergência será composto por 01 unidade Diesel Geradora fornecendo energia elétrica e deverá manter uma parte específica das cargas da UEP (Essenciais e Emergência) relacionadas com a segurança de pessoal e instalações. Este sistema deverá operar em caso de falta da geração principal ou geração auxiliar. O subsistema de partida da unidade Diesel Geradora de Emergência deverá proporcionar meios de partida elétrica ou partida pneumática. O gerador de emergência possui 572 kW e está localizado no convés superior, é operado a diesel e fornece energia para os sistemas críticos que necessitam estar operacionais durante as situações de emergência. A energia necessária para atender a planta de processo, utilidades e convés principal / casa de máquinas será proveniente dos motogeradores. O consumo estimado é de 3 m³/dia de diesel.

- *Caldeiras*

A P-63 terá duas caldeiras (2x100%) com capacidade de 65 t/h de vapor cada, sendo operadas a gás, petróleo ou diesel. Estas caldeiras produzirão vapor

para o acionamento das bombas de *offloading*, fornecendo fluido térmico para os preaquecedores de óleo e bombas dos tanques de carga. Cada caldeira, quando operada a diesel, terá o consumo de 15 m³/hora. Quando operadas a gás natural, o consumo máximo será de 150.000 m³/dia.

b) Estimativas de emissões atmosféricas

As emissões atmosféricas vão variar de acordo com as condições de operação da Unidade. As principais emissões atmosféricas, em operação normal, serão oriundas do conjunto dos motogeradores e caldeiras. A tocha, a princípio, somente produzirá emissões significativas em situações de emergência.

Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelos geradores e caldeiras da P-63 serão os óxidos de nitrogênio (NO_x) e de enxofre (SO_x), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), material particulado (MP), e hidrocarbonetos totais de petróleo (THP).

As vazões estimadas para as emissões da P-63 podem ser vistas no Quadro II.2.4.43.

c) Sistema de efluentes líquidos

- *Água de produção*

Estima-se que a produção de água deverá atingir, na fase final de produção das unidades P-61 e P-63, quando o BSW apresentará seu maior valor, uma vazão máxima de aproximadamente 51.557 m³/dia. Esta água de produção será descartada na superfície oceânica, em fluxo contínuo após o tratamento na UEP P-63, não permanecendo na unidade.

- *Efluentes da Unidade de Remoção de Sulfatos*

O efluente da planta de dessulfatação consiste de água concentrada de sais provenientes da própria água do mar. As substâncias adicionadas à água para

injeção que depois serão descartadas são: biocida, anti-incrustante e sequestrante de cloro.

- *Água do sistema de drenagem*

O sistema de drenagem da P-63 será composto pelo Tanque *Dirty Slop* com capacidade de armazenamento de 2.362,20 m³ e Tanque *Clean Slop* com capacidade de armazenamento de 2.362,20 m³.

O Tanque *Dirty Slop* receberá para tratamento as águas provenientes do sistema de dreno aberto de áreas classificadas dos módulos instalados no convés, do petróleo proveniente do sistema de dreno fechado dos módulos de processamento, sendo esses efluentes bombeados para ponto a montante dos aquecedores de óleo, para fins de reprocessamento no Sistema de Separação e Tratamento de Óleo. Eventualmente em caso de parada para inspeção, os fluidos poderão ser alinhados para o Tanque *Clean Slop*

O Tanque *Clean Slop* receberá para tratamento as águas provenientes do sistema de dreno aberto de áreas não classificadas dos módulos instalados no convés. Eventualmente em caso de parada para inspeção, os fluidos poderão ser alinhados para o Tanque *Dirty Slop*.

Antes de ser descartado ao mar, o efluente do Tanque *Clean Slop* é monitorado continuamente por um analisador de TOG em Linha. Em caso de TOG maior que 15 mg/L, este efluente será transferido para o Tanque *Dirty Slop*.

- *Sistema sanitário*

O sistema sanitário coletará os efluentes sanitários gerados na unidade e os efluentes oriundos da cozinha. Seu volume é variável em função do número de pessoas a bordo da plataforma, estimado em 110 pessoas. Considerando o uso médio de 100 litros diários por pessoa, o volume gerado pode chegar a 11 m³/dia.

- *Trituração de restos alimentares*

Os restos alimentares produzidos na plataforma serão recolhidos de forma seletiva e encaminhados para o sistema de trituração, que gerará partículas finais segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartadas ao mar. Os restos alimentares serão triturados em partículas com tamanho inferior a 25 mm. A estimativa da quantidade de restos alimentares, para 110 pessoas, é de 40 kg/dia.

- *Sistema de água de resfriamento*

A capacidade de vazão das duas bombas de captação da água salgada do oceano utilizadas no resfriamento dos equipamentos da planta de processo da P-63, sistemas de utilidades e produtos, corresponde a 1200 m³/h cada bomba. Desta forma, a vazão de descarte desta água poderá ser no máximo equivalente a este volume de captação. Ressalta-se que essa água não se contaminará com qualquer tipo de produto, mas apenas tendo sua temperatura elevada. Para descarte, a temperatura da água não será superior a 40°C.

Quadro II.2.4.43 - Estimativa de emissões de efluentes líquidos na P-63.

EFLUENTE	VAZÃO (*)
Água produzida	51.557 m ³ /d (**)
Descarga da planta de dessulfatação	18.018 m ³ /d
Descarga do sistema de drenagem	0 m ³ /h
Descarga do sistema sanitário	11 m ³ /d
Restos alimentares	40 Kg/d
Descarga do sistema de resfriamento	1200 m ³ /h

(*) Em condições normais de operação.

(**) Vazão máxima.

d) *Sistema de Resíduos Sólidos*

Na UEP P-63 haverá uma área específica para acondicionamento temporário dos diferentes tipos de resíduos.

A estimativa de produção mensal de resíduos é apresentada no Quadro II.2.4-44.

Quadro II.2.4-44 - Estimativa de produção mensal de resíduos sólidos na P-63.

RESÍDUO	CLASSIFICAÇÃO (NBR 10004)	QUANTIDADE
BORRACHA NÃO CONTAMINADA	Classe IIA	360 Kg
CARTUCHO DE IMPRESSÃO	Classe IIA	80 unid
LÂMPADA FLUORESCENTE	Classe I	770 unid
LATA DE ALUMÍNIO	Classe IIB	250 Kg
LIXO COMUM	Classe IIA	27000 Kg
MADEIRA NÃO CONTAMINADA	Classe IIB	13000 Kg
MANGOTE/MANGUEIRA	Classe IIB	2400 Kg
METAL NÃO CONTAMINADO	Classe IIB	60000 Kg
PAPEL/PAPELÃO NÃO CONTAMINADO	Classe IIB	6000 Kg
PILHAS E BATERIAS	Classe I	500 Kg
PLÁSTICO NÃO CONTAMINADO	Classe IIA	1500 Kg
PRODUTOS QUÍMICOS	Classe I	415 Kg
PRODUTOS QUÍMICOS	Classe I	3120 L
RESÍDUO ALIMENTAR DESCARTADO NO MAR	Classe IIA	23000 Kg
RESÍDUOS CONTAMINADOS COM OLEO E/OU PRODUTOS QUÍMICOS	Classe I	35000 Kg
RESÍDUO INFECTO-CONTAGIOSO	Classe I	60 Kg
RESÍDUOS NÃO PASSÍVEIS DE RECICLAGEM	Classe IIA / Classe IIB	10000 Kg
RESÍDUOS OLEOSOS	Classe I	32000 Kg
RESÍDUOS OLEOSOS	Classe I	4 m ³
RESÍDUOS SERV. SAUDE (FARMACEUTICOS)	Classe I	10 Kg
TAMBOR/BOMBONA CONTAMINADO	Classe I	23000 Kg
VIDRO NÃO CONTAMINADO	Classe IIB	500 Kg

Campo de Maromba

II.2.4.N.3 - FPSO de Maromba

São apresentadas 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 sólidos a serem gerados pela unidade do

tipo FPSO durante o sistema definitivo de produção e escoamento (Módulo 1) e TLD no Campo de Maromba.

a) *Sistema de Emissões Gasosas*

O gás produzido pela UEP que irá atuar na produção de hidrocarbonetos no Campo de Maromba será em parte consumido internamente nos diversos equipamentos das unidades, a exemplo das caldeiras e geradores de energia, sendo o excedente injetado em reservatório.

Além do consumo interno na unidade, também deve ser considerada a queima eventual de gás no *flare*, que consiste em medida de segurança do processo.

Durante as atividades de produção e armazenamento a serem desenvolvidas, estão ainda previstas outras fontes geradoras de emissões decorrentes da queima dos gases, conforme especificado a seguir.

- *Sistema de gás inerte*

Este sistema gera gases para inertização dos tanques de armazenamento de petróleo, sendo obtido através da queima de combustível (gás natural ou óleo diesel) com ar soprado de ventiladores em uma câmara resfriada com água, onde os gases resultantes da queima geram o gás inerte, produzindo, principalmente, dióxido de carbono e água, sendo esta última condensada. Desta forma, o gás a ser liberado consistirá basicamente de Nitrogênio e CO₂, sendo liberado para a atmosfera à medida que ocorre o enchimento dos tanques com petróleo. Este sistema visa assegurar a inexistência de atmosfera explosiva no interior dos tanques de armazenagem de petróleo, que serão permanentemente preenchidos por gás inerte.

- *Motores de combustão interna*

Serão emitidos gases provenientes do funcionamento dos motores, turbinas e caldeiras que utilizam como combustível óleo diesel e gás combustível. 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.

- *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.

- *Sistema de queima no flare*

O sistema de *flare* tem a finalidade de coletar todos os alívios de segurança da planta de processo (todos os gases residuais que sejam liberados de válvulas de segurança de sobrepressão - PSV, válvulas de sangria *blowdown valves* – BDV etc.) conduzindo-os para queima em local seguro e sem emissão de fumaça durante a operação normal ou em situações de emergência. Basicamente CO₂ e NO₂ serão emitidos pelo sistema de chamas piloto, devido às características de queima completa e com excesso de ar.

b) *Sistema de efluentes líquidos*

Durante a operação da UEP que irá atuar na produção de hidrocarbonetos do Campo de Maromba, estima-se que serão gerados diversos tipos de efluentes líquidos, podendo-se destacar os efluentes sanitários, a água de produção, efluentes de unidade de remoção de sulfatos caso seja instalada, efluentes do sistema de drenagem e lavagem dos tanques de óleo e água salgada utilizada no resfriamento de equipamentos.

- *Água de produção*

Estima-se que a UEP prevista para o Campo de Maromba contemplada neste estudo iniciará a produção de água a partir do primeiro ano de produção da unidade, havendo incremento ao longo do tempo até que se atingir um volume máximo de 23.000 m³/dia de água de produção.

A água de produção será descartada na superfície oceânica, em fluxo contínuo, após o tratamento, não permanecendo na unidade. Ressalta-se que a unidade possuirá sistema de tratamento para a água de produção resultante da separação trifásica, permitindo que toda a água produzida seja tratada e descartada ao mar obedecendo às normas ambientais vigentes.

Como a produção de água se dará somente após o início da operação da UEP, atualmente não há disponibilidade de amostras de água de produção para caracterização.

- *Água salgada de resfriamento*

A unidade será equipada com bombas de captação de água salgada do mar, utilizada no resfriamento dos equipamentos da planta de processo, sistemas de utilidades e produtos. Nestes casos a água percorrerá circuito fechado na unidade, não se contaminando com qualquer tipo de produto, tendo apenas sua temperatura elevada. Para descarte, a temperatura da água obedecerá às normas ambientais vigentes.

- *Efluentes do sistema de lavagem de tanques*

A lavagem dos tanques de armazenamento, efetuada para remover depósitos e sedimentos de fundo dos tanques de carga, pode ser realizada utilizando-se óleo COW (*crude oil washing* - lavagem com óleo cru), proveniente de uma derivação do óleo exportado pelas bombas de transferência de óleo ou água dos tanques de decantação.

Os resíduos de lavagem, contendo óleo, serão reciclados para o sistema de carregamento de óleo e transferidos para os navios aliviadores, enquanto os

resíduos de lavagem contendo água retornam para os tanques de decantação até a realização de sua limpeza de fundo, quando se faz um bombeio para o navio aliviador.

Predominam as lavagens com COW, sendo utilizada água nas lavagens somente quando os tanques da embarcação são inspecionados. Para isso é necessário realizar a lavagem dos mesmos com água, que se processa através do aquecimento da água nos tanques de decantação e circulando-a pelos tanques de carga.

- *Água do sistema de drenagem*

Os efluentes decorrentes da água de chuva e do sistema de combate a incêndio das áreas classificadas são direcionados diretamente para o mar. Um outro sistema contemplará os drenos das áreas classificadas, onde os efluentes contendo partículas de hidrocarbonetos (água oleosa) são alinhados para o tanque de óleo sujo (*Slop*) do navio, para segregação dos contaminantes de óleo antes de serem descartados ao mar. Nesse tanque, os contaminantes oleosos são separados da água, recuperados e enviados novamente para a planta de processo.

- *Efluentes sanitários*

Considerando a UEP que futuramente estará em atividade na área do Campo de Maromba, estima-se que, em média, os volumes diários de efluentes sanitários a serem gerados em cada unidade serão equivalentes a uma população de estimada de 100 pessoas embarcadas, com uma taxa de geração de 200 L/pessoa/dia. Desta forma os volumes esperados são de 20 m³/dia.

- *Efluentes da Unidade de Remoção de Sulfatos*

Os estudos para o projeto de Maromba consideram que a água do mar a ser injetada no reservatório não necessita de tratamento em URS. Portanto, não

existe definição até o momento se este tipo de unidade será instalada na UEP de Maromba.

c) Sistema de Resíduos Sólidos

No FPSO do Campo de Maromba haverá uma área específica para acondicionamento temporário dos diferentes tipos de resíduos.

A estimativa de produção mensal de resíduos é apresentada no Quadro II.2.4.45.

Quadro II.2.4-45 - Estimativa de produção mensal de resíduos sólidos no FPSO do Campo de Maromba.

TIPO DE RESÍDUO	CLASSIFICAÇÃO (NBR 10004)	QUANTIDADE
CARTUCHO DE IMPRESSÃO	Classe I	0,012Kg
CARTUCHO DE IMPRESSÃO	Classe II-A	2Kg
LÂMPADA FLUORESCENTE	Classe I	10Kg
LATAS DE ALUMÍNIO	Classe II-B	35Kg
LIXO COMUM	Classe II-A	1010Kg
MADEIRA NÃO CONTAMINADA	Classe II-B	600Kg
MANGOTE / MANGUEIRA	Classe II-B	40kg
METAL NÃO CONTAMINADO	Classe II-B	152Kg
PAPEL/PAPELÃO NÃO CONTAMINADO	Classe II-B	594Kg
PILHA E BATERIA	Classe I	66Kg
PLÁSTICO NÃO CONTAMINADO	Classe II-B	270Kg
PRODUTOS QUÍMICOS	Classe I	40Kg
PRODUTOS QUÍMICOS	Classe II-A	8Kg
RESÍDUOS CONTAMINADOS COM OLEO E/OU PRODUTOS QUÍMICOS	Classe I	1295Kg
RESÍDUOS CONTAMINADOS COM OLEO E/OU PRODUTOS QUÍMICOS	Classe II B	2kg
RESÍDUOS DE SERVIÇOS DE SAÚDE (FARMACÊUTICOS)	Classe I	1Kg
RESÍDUO INFECTO-CONTAGIOSO	Classe I	1Kg
RESÍDUOS NÃO PASSÍVEIS DE RECICLAGEM	Classe II-A	186Kg
RESÍDUOS NÃO PASSÍVEIS DE RECICLAGEM	Classe II B	2kg
RESÍDUOS OLEOSOS	Classe I	6Kg
SINALIZADORES PIROTECNICOS (FUMIGENO, FACHO MANUAL)	Classe I	2kg
TAMBOR/BOMBONA CONTAMINADO	Classe II-A	20Kg
TAMBOR/BOMBONA CONTAMINADO	Classe II-B	389Kg
VIDRO NÃO CONTAMINADO	Classe II-B	56kg

II.2.4.O - Perspectivas e Planos de Expansão da Produção

Campo de Papa-Terra

No momento não existem planos de expansão da produção da área do Campo de Papa-Terra. Entretanto, a unidade P-63 terá duas esperas reserva para a chegada das linhas (produção e serviço) de dois poços e a unidade P-61 também terá duas esperas reserva para a chegada de dois poços produtores.

Não estão previstos expansão da capacidade do sistema de produção, comissionamento de novas unidades ou lançamento de novas linhas de escoamento ou transferência, exceto aquelas necessárias à interligação dos poços ao FPSO.

Campo de Maromba

Os estudos até o momento consideram que o sistema definitivo de produção e escoamento do Módulo 1 explorará o Reservatório Maastrichtiano; o Módulo 2 o Reservatório do Albiano (Calcarenito); o Módulo 3 o Reservatório do Albiano (Dolomitos) e o Módulo 4 os Reservatórios das Coquinas. Este planejamento deverá ser otimizado com o progresso dos estudos, principalmente para os reservatórios do Albiano (Calcarenitos e Dolomitos) e Aptiano (Coquinas).

O desenvolvimento do Módulo 2 estará vinculado à interpretação dos resultados do TLD e dos Módulos 3 e 4 aos resultados dos poços de extensão para obtenção de dados do reservatório e que serão perfurados durante o período de produção do Módulo 1.

O desenvolvimento do Módulo 2 está previsto para ser realizado através de 37 poços produtores e 20 injetores no reservatório Albiano (Calcarenito). A concepção atual para o Módulo 2 consiste de duas Unidades Fixas de Produção do tipo Jaqueta escoando a produção para um FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*). O FPSO está previsto para ter capacidade de processar 200.000 bbl/d de líquido, facilidades de compressão de gás e processo de

desidratação de gás. O gás produzido será utilizado na geração de energia para as unidades de produção.

Para concepção dos Módulos 2, 3 e 4 foram elaborados cenários com o objetivo de se obter uma estimativa preliminar dos volumes recuperáveis. Com base nas informações adquiridas no TLD e no Módulo 1, em conjunto com o resultado dos poços de extensão para obtenção de dados do reservatório, o plano de exploração dos Módulos 2, 3 e 4 poderá ser revisado, o que conseqüentemente acarretará em alterações na expectativa de produção.

Até o momento foram realizados estudos de simulação numérica para o reservatório Albiano (Calcarenito), com o objetivo de otimizar a malha de poços e o sistema de produção do Módulo 2. Para as demais acumulações, Albiano (Dolomitos) e Coquinas, os estudos de reservatório são mais simplificados, considerando as melhores práticas de previsão de produção e gerenciamento de reservatórios.

Pelas simulações atuais, estima-se que esse Campo poderá atingir um pico de produção de óleo de 21.298 m³/dia (133.493 barris por dia) de óleo, considerando a produção do Albiano (Calcarenito), conforme o plano de drenagem atual.

A desativação e o abandono de poços e instalações estão de acordo com os regulamentos técnicos da ANP e, neste trabalho, estão considerados para ocorrer ao final da vida econômica deste projeto, 2023 para o Módulo 1 e 2033 para o Campo de Maromba.

II.2.4.P - Identificação e Descrição da Infraestrutura de Apoio

II.2.4.P.1 - Operação dos Barcos de Apoio

A Bacia de Campos possui uma extensa frota marítima em operação de apoio, com aproximadamente 106 embarcações que navegam cerca de 30 mil milhas náuticas mensais. Estas embarcações prestam serviços de transporte de equipamentos, insumos, abastecimento de água potável, alimentos, diesel e resíduos, podendo, ainda, executar o transporte de pessoal para a plataforma ou para embarcações, ou ainda destas para o continente. Algumas são dotadas de

equipamentos especiais para lançamento de linhas, equipamentos para mergulho e de inspeção submarina, algumas são equipadas com equipamentos de combate a emergência em casos de incêndio e de combate à poluição por óleo no mar.

Atualmente há sete (07) navios do tipo *Fire-Fighting*, para combate a incêndio, com capacidade para atendimento a qualquer unidade de produção e perfuração que se encontra instalada atualmente na Bacia de Campos.

Para controle e combate da poluição no mar, existem quatro (04) embarcações dedicadas dotadas de barreiras de contenção apropriadas para mar aberto e equipamentos de recolhimento do tipo *oil recovery* que atendem ao previsto na Resolução CONAMA 398. Estas embarcações estão distribuídas na área geográfica da Bacia de Campos da seguinte forma: uma fixa próxima a P-25, outra próxima a P-27 e outra próxima a Pampo (PPM-1). A quarta embarcação dedicada não fica fixa, isto é, tem posicionamento livre no interior da área geográfica da Bacia de Campos, podendo iniciar seu deslocamento a partir do seu acionamento.

As atividades de suprimento às embarcações que atuarão durante a fase de instalação e às Unidades Estacionárias de Produção durante a fase de operação envolvem o fornecimento de insumos e matérias primas necessárias ao desenvolvimento das atividades operacionais, bem como aquelas voltadas ao suporte logístico. Estes insumos e matérias primas, que vão desde produtos alimentícios até óleo diesel, serão todos transportados através de barcos de apoio, conhecidos como rebocadores.

A periodicidade de viagens dos barcos de apoio às Unidades Estacionárias de Produção é estimada em 01 viagem semanal. Eventuais viagens serão realizadas quando solicitadas pela equipe de bordo.

II.2.4.P.2 - Terminais Portuários de Apoio Marítimo

Serão utilizados dois terminais de apoio marítimo, um localizado em Macaé (Pier de Imbetiba) e outro no Rio de Janeiro (Porto Organizado da Companhia Docas). Segue descrição dos referidos terminais.

a) *Terminal Portuário de Macaé (Pier de Imbetiba)*

O terminal de apoio marítimo do Pier de Imbetiba (Figura II.2.4-67), de uso exclusivo da Petrobras, está localizado na Base Geólogo Carlos Walter Marinho Campos, localizada na Avenida Elias Agostinho, 665, Imbetiba, Macaé, Rio de Janeiro. É composto de três (03) píeres (molhes), cada um com 90 m de extensão, 15 m de largura e profundidade máxima de 7,5 m; suporte para atracar duas embarcações em cada pier podendo chegar a quatro (04), dependendo do comprimento das embarcações.

O Terminal Portuário possui prédios administrativos onde está localizada a Polícia Federal e o controle operacional das atividades desenvolvidas, um armazém com 2.295 m² para produtos alfandegados, uma planta de granéis com 15 silos e uma balança com capacidade para 60 toneladas. Há uma grande área para movimentação, pré-embarque, armazenamento temporário de cargas e equipamentos. O Terminal possui Licença de Operação emitida pelo órgão ambiental competente (LO N^o FE009415) apresentada no Anexo II.2-16.



Figura II.2.4-67 - Terminal Marítimo de Imbetiba.

Fonte: Ministério dos Transportes, 2006.

b) Terminal Portuário do Rio de Janeiro (Porto Organizado da Companhia Docas)

O Porto Organizado da Companhia Docas (Figura II.2.4-68) está localizado na costa oeste da Baía da Guanabara, na cidade do Rio de Janeiro. As áreas autorizadas para uso pela Petrobras são denominadas como: Área 1 (pátio e cais entre os cabeços 176 e 190, correspondendo a uma extensão de cais de 350 m e área total 13.000 m²), Prédio Administrativo, Armazém 17 (3.300 m²) e Área 2 (pátio com 3.500 m² para armazenamento descoberto).

Toda parte gerencial, técnica e administrativa que dará suporte às operações portuárias está sediada no Edifício City Tower, localizado na Rua da Assembleia nº100, 17º andar, Centro – Rio de Janeiro.

Para viabilizar toda a operação neste Terminal de Apoio Marítimo será usado pela Petrobras um efetivo de aproximadamente 150 empregados próprios e contratados, distribuídos em regime de trabalho de turno, sobreaviso e administrativo.



Figura II.2.4-68 - Terminal Portuário do Rio (DOCAS).

II.2.4.P.3 - Localização do Centro Administrativo

Toda parte gerencial, técnica e administrativa que dá suporte as suas unidades marítimas está sediada na Base Geólogo Carlos Walter Marinho Campos que se localiza na Avenida Elias Agostinho, 665, Imbetiba, Macaé, em uma área de 190.500 m², incluindo o píer e a área portuária. Possui três entradas e saídas para pessoas e veículos, sendo duas normalmente utilizadas e a terceira para situações eventuais, e uma quarta entrada/saída exclusiva para veículos pesados que transportam equipamentos, materiais e resíduos. Nesta Base

trabalham cerca de 11.754 empregados, próprios e contratados, sendo 8.414 empregados do segmento de E&P.

II.2.4.P.4 - Armazenamento de Matérias Primas e Equipamentos

O armazenamento de matérias primas e equipamentos, bem como o desenvolvimento das atividades de manutenção dos equipamentos será realizado na unidade Parque de Tubos – PT, em área de 527.830 m², localizado na Rodovia Amaral Peixoto, nº 11.000, Km 163, Imboassica, no município de Macaé, RJ, onde trabalham cerca de 3.153 empregados, próprios e contratados, sendo 2.895 empregados do segmento de Exploração e Produção (E&P).

II.2.4.P.5 - Armazenamento Temporário de Resíduos

O armazenamento temporário de resíduos, quando estes forem desembarcados no Terminal Portuário de Macaé, será realizado nas instalações da unidade Parque de Tubos – PT (Licença de Operação Nº FE 009414, apresentada no Anexo II.2-16), localizado na Rodovia Amaral Peixoto, 11.000 – Imboassica, Km 163, município de Macaé, RJ.

Quando desembarcados no Terminal do Rio de Janeiro, o armazenamento temporário será realizado no pátio da Área 1, em uma área reservada de 200m², específica para a movimentação de resíduos oleosos no cais. Esta área será dotada de canaletas de contenção, piso impermeável e caixa coletora com capacidade volumétrica de 30m³. Entre os cabeços 176 e 178 haverá uma área aproximada de 100m² para graneis líquidos, com caixa coletora de 30 m³. A respectiva Licença de Operação é apresentada no Anexo II.2-16.

II.2.4.P.6 - Instalações de Abastecimento de Combustíveis e Água

O armazenamento de combustíveis e água, em apoio às unidades de produção e exploração de petróleo da Bacia de Campos será realizado a partir dos seguintes locais:

- 1) Base Geólogo Carlos Walter Marinho Campos, em Imbetiba, em parte da área de 190.500 m² (Licença de Operação N° FE 009415);
- 2) Terminal Portuário do Rio de Janeiro - Porto Organizado da Companhia Docas (Licença de Operação apresentada no Anexo II.2-16).

II.2.4.P.7 - Terminal Aéreo para Embarque e Desembarque de Trabalhadores

Serão utilizados como Terminais Aéreos o Aeroporto de Cabo Frio, administrado pela Costa do Sol Operadora Aeroportuária, e o Aeroporto de Macaé RJ, administrado pela INFRAERO.

A frota nesses terminais é constituída de 36 aeronaves contratadas das seguintes empresas: BHS - Brazilian Helicopter Services, Líder Táxi Aéreo, Aeróleo Táxi Aéreo, OMNI Táxi Aéreo, Senior Táxi Aéreo.

Das aeronaves contratadas, 04 são de grande porte (S-92A e EC-225LP), 31 de médio porte (S-76A, S-76C+, S-76C++, AW-139, AS-365N3) e 01 de pequeno porte (EC-135P2+).

O Quadro II.2.4-46 apresenta a distribuição das aeronaves por terminal aéreo.

Quadro II.2.4-46 - Distribuição das aeronaves por terminal aéreo.

TERMINAL AÉREO	TOTAL DE AERONAVES		PASSAGEIROS TRANSPORTADOS POR MÊS (MAI/2010)
Aeroporto de Macaé-RJ	32	04 de Grande Porte	27.653
		27 de Médio Porte	
		01 de Pequeno Porte	
Aeroporto de Cabo Frio-RJ	04 de Médio Porte		3.675

Do total de aeronaves de Macaé, 01 é usada como ambulância (Aeromédico), 01 é usada como cargueiro e 03 são utilizadas para plantão noturno do Resgate de Emergência.

As Licenças de Operação dos terminais aéreos são apresentadas no Anexo II.2-16.

II.2.4.Q - Procedimentos a Serem Utilizados na Desativação das Unidades

Os procedimentos a serem utilizados na desativação das unidades são descritos no item II.7.6 (Projeto de Desativação), sendo os mesmos apresentados por cada Fase de Operação da Desativação, a saber:

- ★ Fase 1: Lavagem das Linhas Submarinas;
- ★ Fase 2: Despressurização, Drenagem, Lavagem, Inertização e Limpeza das linhas e equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás;
- ★ Fase 3: Retirada de Produtos Químicos;
- ★ Fase 4: Desconexão do Sistema de Coleta e Escoamento;
- ★ Fase 5: Destinação das linhas e instalações submarinas do Sistema de Coleta e Escoamento;
- ★ Fase 6 - Abandono dos Poços;
- ★ Fase 7 - Retirada das Unidades Estacionárias dos Campos de Produção.