

## ***II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE***



## **II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE**

### **II.2.1 - Apresentação**

No presente capítulo será apresentada a caracterização da atividade referente ao Teste de Longa Duração (TLD) do poço 7-ESP-42H-RJS no reservatório Quissamã da Concessão de Espadarte na área do poço 3-ESP-22D-RJS, Bacia de Campos. Essa caracterização subsidiará a avaliação dos impactos ambientais (item II.6) decorrentes de cada uma das etapas do empreendimento (instalação, operação e desativação).

#### **II.2.1.A - Objetivos da Atividade**

O objetivo do empreendimento em questão é desenvolver o TLD no poço 7-ESP-42H-RJS, a partir da instalação de uma Unidade Estacionária de Produção (UEP) do tipo *Floating Production, Storage and Offloading* (FPSO) na Concessão de Espadarte.

Por sua vez, o TLD possui como objetivo a obtenção de dados do reservatório de hidrocarbonetos, sobretudo quanto a valores de permeabilidade efetiva, caracterização do fluido, comportamento de aquífero e características de elevação, escoamento e processamento de fluido.

A partir dos conhecimentos adquiridos nos resultados das perfurações exploratórias realizadas nessa concessão e as informações obtidas através do TLD proposto, permitirão confirmar a viabilidade técnica e econômica da implantação de um sistema de produção definitivo e subsidiar sua otimização.

#### **II.2.1.B - Localização e Limites do Campo**

A área do poço 3-ESP-22D-RJS localiza-se na Concessão de Espadarte, na região sudoeste da Bacia de Campos, litoral norte do estado do Rio de Janeiro, a cerca de 140 km da costa, em lâmina d'água de aproximadamente 1.273 m.

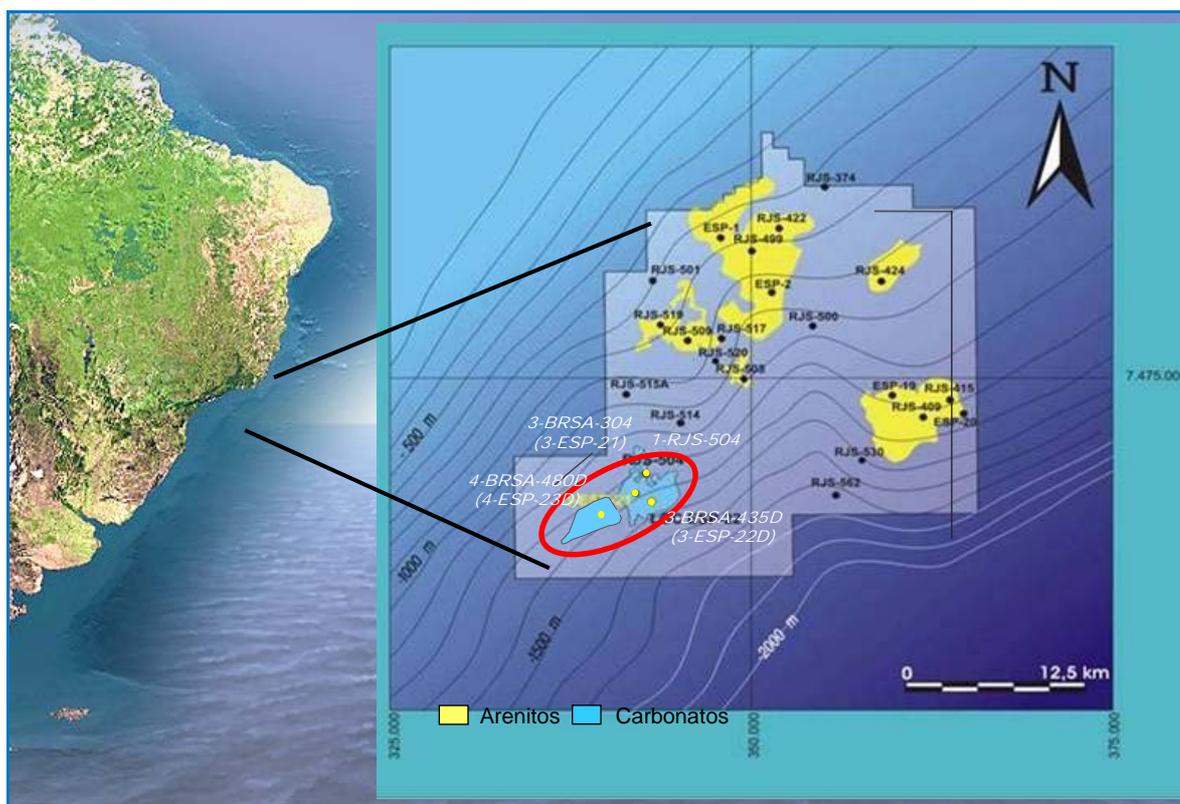
As coordenadas do *Ring Fence* de Espadarte, cuja localização pode ser visualizada no **Mapa II.2-1** apresentado ao final desta seção, estão apresentadas na **Tabela II.2-1**.

**Tabela II.2-1 - Coordenadas do Ring Fence de Espadarte (Datum SAD 69).**

Ponto	Latitude	Longitude	Ponto	Latitude	Longitude
01	22° 52' 34,920" S	40° 37' 26,708" W	17	22° 41' 19,950" S	40° 27' 26,722" W
02	22° 52' 34,928" S	40° 33' 41,713" W	18	22° 41' 19,950" S	40° 27' 17,347" W
03	22° 45' 04,934" S	40° 33' 41,714" W	19	22° 39' 27,452" S	40° 27' 17,347" W
04	22° 45' 04,937" S	40° 31' 58,591" W	20	22° 39' 27,453" S	40° 26' 49,223" W
05	22° 42' 34,939" S	40° 31' 58,591" W	21	22° 40' 04,952" S	40° 26' 49,223" W
06	22° 42' 34,945" S	40° 29' 19,219" W	22	22° 40' 04,954" S	40° 26' 11,723" W
07	22° 42' 25,570" S	40° 29' 19,219" W	23	22° 40' 33,078" S	40° 26' 11,723" W
08	22° 42' 25,571" S	40° 29' 09,844" W	24	22° 40' 33,080" S	40° 25' 34,224" W
09	22° 42' 16,196" S	40° 29' 09,844" W	25	22° 41' 38,704" S	40° 25' 34,224" W
10	22° 42' 16,196" S	40° 28' 51,095" W	26	22° 41' 38,714" S	40° 21' 11,729" W
11	22° 41' 57,446" S	40° 28' 51,095" W	27	22° 42' 34,963" S	40° 21' 11,728" W
12	22° 41' 57,448" S	40° 28' 22,971" W	28	22° 42' 34,969" S	40° 18' 41,731" W
13	22° 41' 38,698" S	40° 28' 22,970" W	29	22° 55' 04,961" S	40° 18' 41,729" W
14	22° 41' 38,699" S	40° 27' 45,471" W	30	22° 55' 04,944" S	40° 26' 11,721" W
15	22° 41' 29,324" S	40° 27' 45,471" W	31	22° 57' 34,942" S	40° 26' 11,720" W
16	22° 41' 29,325" S	40° 27' 26,722" W	32	22° 57' 34,917" S	40° 37' 26,708" W

Fonte: PETROBRAS.

O *Ring Fence* de Espadarte abrange, além da área do 3-ESP-22D-RJS, objeto do estudo em questão, as áreas do 1-RJS-409, 1-RJS-424, 1-RJS-508, 1-RJS-509 e 1-RJS-499, conforme demonstrado na **Figura II.2-1**.



**Figura II.2-1** - Ring Fence de Espadarte e áreas de seus reservatórios.

### **II.2.1.C - Localização da Unidade de Produção**

Para o desenvolvimento do Teste de Longa Duração na Concessão de Espadarte será utilizado apenas 01 (uma) unidade de produção, do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*), denominado FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras (**Figura II.2-2**). Atualmente esta unidade está sendo utilizada no TLD do poço 1-RJS-661, no Bloco Exploratório Aruanã, também localizado na Bacia de Campos.



**Figura II.2-2 - FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.**

Durante a atividade, o FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras ficará posicionado a uma distância aproximada de 3,3 km do poço 7-ESP-42H-RJS, em lâmina d'água de 1.123 m, nas coordenadas apresentadas na **Tabela II.2-2**. A localização do FPSO também pode ser visualizada no **Mapa II.2-1**.

**Tabela II.2-2 - Localização do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras para o TLD no poço 7-ESP-42H-RJS (Datum SAD 69).**

Coordenadas Geográficas (Datum SAD 69)	
Latitude	Longitude
22° 54' 14,629" S	40° 31' 55,970" W

#### **II.2.1.D - Informações sobre o poço que será interligado ao FPSO**

A atividade em questão trata-se de um TLD, sem a previsão de interligação de poços injetores. Assim, o FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras será interligado a 01 (um) único poço, o poço horizontal 7-ESP-42H-RJS, cujas informações estão apresentadas na **Tabela II.2-3** e na **Tabela II.2-4**.

**Tabela II.2-3 - Localização preliminar e lâmina d'água do poço a ser interligado ao FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.**

Poço	Coordenadas Geográficas (UTM)		Lâmina d'água (m)
	Leste (m)	Norte (m)	
7-ESP-42H-RJS	342583	7465890	1.260

**Tabela II.2-4 - Coordenadas geográficas da cabeça, alvo e fundo do poço 7-ESP-42H-RJS.**

Poço 7-ESP-42H-RJS	Coordenadas Geográficas (Datum SAD 69)	
	Latitude	Longitude
Base (cabeça)	22° 54' 27,020" S	40° 32' 05,540" W
Alvo	22° 53' 52,106" S	40° 31' 21,291" W
Fundo	22° 53' 37,956" S	40° 30' 58,218" W

Como o poço 7-ESP-42H-RJS apresenta uma baixa vazão por surgência natural, a PETROBRAS optou pelo método de elevação artificial BCSS (Bombeio Centrifugo Submerso Submarino) para a recuperação de hidrocarbonetos.

As características gerais (extensão, inclinação, e diâmetro) de cada fase do poço produtor horizontal 7-ESP-42H-RJS estão apresentadas na **Tabela II.2-5**.

**Tabela II.2-5 - Características gerais do poço horizontal 7-ESP-42H-RJS.**

Fase	Comprimento da fase (m)	Diâmetro da fase (pol)	Inclinação ao final da fase (graus)	Diâmetro do revestimento (pol)	Profundidade final da fase (m)
Fase I	60	36	0	30	1.358
Fase II	592	26	0	20	1.950
Fase III	950	16	41	13 5/8	2.900
Fase IV	1.310	12,25	87	LINER 9 5/8	4.210
Fase V	1.096	8,5	87	LINER 6 5/8	5.306

### II.2.1.E - Contribuição da Atividade para o Setor Industrial Petrolífero

Para avaliar a contribuição da atividade para o setor industrial petrolífero, foi realizada a comparação entre a produção prevista para o empreendimento e os dados do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, emitido pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) em 31 de março de 2011.

Este boletim apresenta os dados da produção nacional, nas 295 concessões operadas por 23 empresas distintas, referentes ao mês de fevereiro de 2011. O resultado indicou a produção total de aproximadamente 2.062 Mbbl/d (mil barris por dia) de petróleo e 62 MMm<sup>3</sup>/d (milhões de m<sup>3</sup> por dia) de gás natural, totalizando em torno de 2.457 Mboe/d (mil barris de óleo equivalente por dia).

A produção total também é apresentada distribuída pelos estados brasileiros, conforme indicado na **Tabela II.2-6**, que indica o estado do Rio de Janeiro como maior responsável pela produção de petróleo e gás natural do Brasil.

**Tabela II.2-6 - Distribuição da produção nacional de petróleo e gás natural por estado.**

Estado	Produção		
	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (Mm <sup>3</sup> /d)	Total (boe/d)
Rio de Janeiro	1.526.420	25.150	1.684.616
Espírito Santo	312.490	9.617	372.980
Amazonas	34.907	11.184	105.253
Bahia	44.787	7.798	93.837
Rio Grande do Norte	60.035	1.888	71.913
Sergipe	40.038	3.522	62.189
São Paulo	30.514	2.134	43.938
Alagoas	5.013	1.442	14.080
Ceará	7.926	83	8.445
<b>TOTAL:</b>	<b>2.062.130</b>	<b>62.817</b>	<b>2.457.251</b>

Fonte: ANP/SDP/SIGEP, 2011.

De acordo com os conhecimentos atuais do reservatório, a vazão de produção esperada para o TLD do poço 7-ESP-42H-RJS, na Concessão de Espadarte, é de aproximadamente 2.557.478 barris ao longo dos 07 (sete) meses de duração, representando uma vazão de 12.064 bpd (1.918 m<sup>3</sup>/d). Segundo esta estimativa e fixando os volumes retirados do boletim da ANP, esse projeto será responsável por aproximadamente 0,59% da produção nacional de petróleo e 0,80% da produção de petróleo do Rio de Janeiro.

Segundo este mesmo boletim divulgado em março de 2011, aproximadamente 92,9% da produção de petróleo e gás natural são provenientes de Campos operados pela PETROBRAS e cerca de 91,1% do petróleo e 73,4% do gás natural explorados de campos marítimos.

Estudos recentes do Campo de Espadarte apontam para uma reserva total, até o ano de 2040, de 338.301.071 barris (53.784.457 m<sup>3</sup>) de óleo, equivalente a uma reserva provada de 185.987.896 barris (29.569.100 m<sup>3</sup>) de óleo. Para o gás natural associado, a reserva total foi estimada em 2.182 bilhões de m<sup>3</sup>, e a reserva provada em 1,253 bilhões de m<sup>3</sup>, para o mesmo período.

Dessa forma, considera-se o empreendimento em questão de grande importância por estar situado em um campo de reservas significativas e por viabilizar, caso confirmado o seu potencial produtivo, a futura implantação de um sistema de produção definitivo.

Vale ressaltar que a produção de petróleo e gás natural do mês de fevereiro de 2011, utilizada como base para este item, foi reduzida em aproximadamente 81,7 Mboe/d em relação a janeiro de 2011, conforme indicado no boletim consultado. Os principais motivos desta redução foram as paradas das plataformas P-25 e P-31 em Albacora; a permanência do FPSO de Polvo fora de produção durante todo o mês; e a intervenção no gasoduto de Peroá no início do mês.

Além disso, a atividade está prevista para iniciar somente em junho de 2012, momento em que a produção de petróleo e gás natural deverá estar influenciada por novos empreendimentos a serem desenvolvidos neste período e pela finalização de outros atualmente em andamento.

Portanto, a contribuição da atividade para o setor industrial petrolífero apresentada nesta análise é apenas uma estimativa, considerando o estágio atual da produção nacional e a previsão de produção do empreendimento em vista.

### **II.2.1.F - Cronograma Preliminar da Atividade**

O cronograma previsto para o desenvolvimento do TLD na Concessão de Espadarte, Bacia de Campos, está apresentado na **Tabela II.2-7**.

**Tabela II.2-7 - Cronograma preliminar para o TLD na área do poço 3-ESP-42H na Concessão de Espadarte.**

Etapas	2012												2013					
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J
Ancoragem do FPSO na locação						■	■	■										
Interligação do FPSO ao poço								■	■									
Operação das atividades do TLD									■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Desativação das atividades do TLD																	■	■

É importante esclarecer que este cronograma representa a expectativa da PETROBRAS e que os prazos esperados estão condicionados ao completo atendimento das solicitações do IBAMA no decorrer do processo de licenciamento.

## II.2.2 - Histórico

### II.2.2.A - Histórico das Atividades Petrolíferas Realizadas Anteriormente no Campo

A descoberta do Campo de Espadarte ocorreu em 1988 com a perfuração do poço 1-RJS-409 em lâmina d'água de 1.365 m, que identificou a presença de acumulação de óleo em arenitos *cretácicos* de idade *Maastrichtiano* Superior (reservatório Roncador). O poço atravessou 26 m de espessura de arenito com óleo de 20 °API e índice de produtividade (IP) de 3,2 m³/d/kgf/cm². O poço 3-RJS-415, perfurado na mesma estrutura, a nordeste do pioneiro, identificou outro reservatório com características semelhantes ao anterior, mas foi abandonado devido a problemas operacionais.

Até o momento foram perfurados 56 poços no Campo de Espadarte, sendo 23 deles de caráter exploratório, cujas coordenadas e classificação encontram-se na **Tabela II.2-8**.

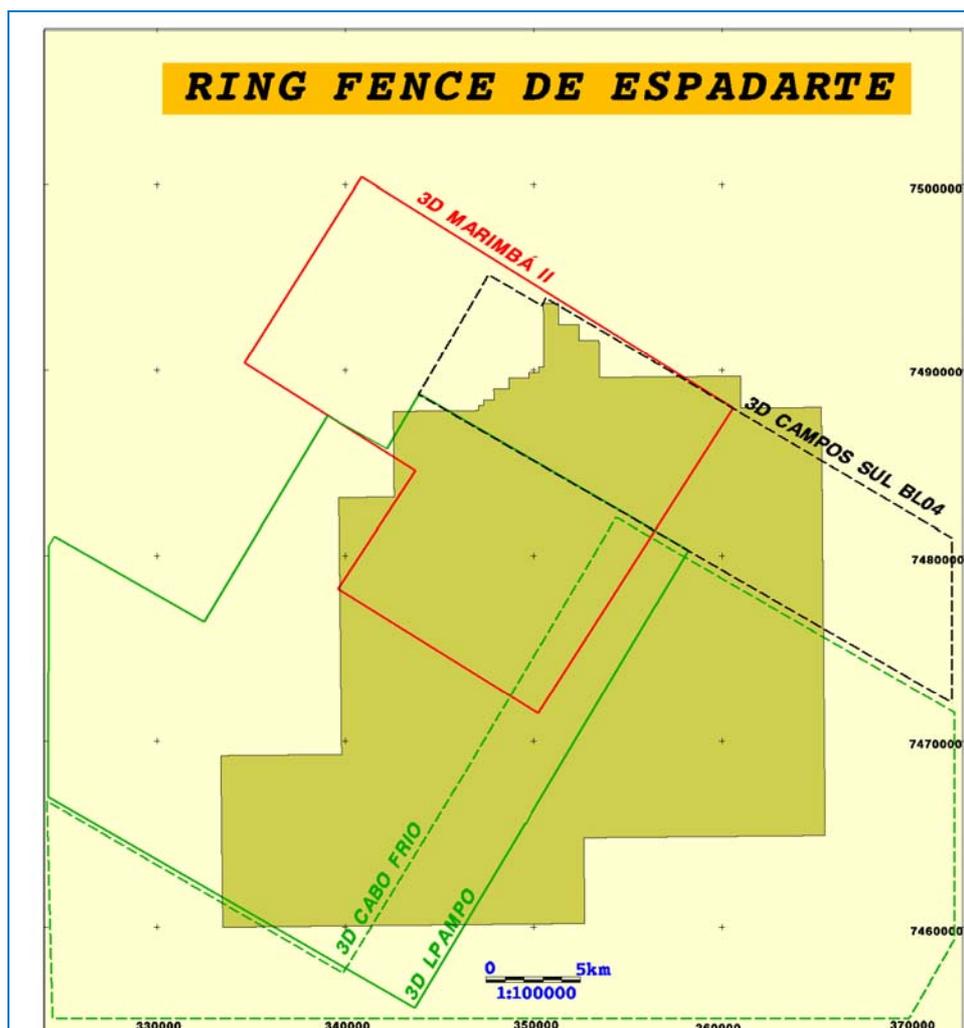
**Tabela II.2-8 - Coordenadas (Datum SAD 69) e classificação dos poços exploratórios no Campo de Espadarte**

Poço	Ano	Latitude	Longitude	Classificação
1-RJA-409	1988	22° 51' 16,578" S	40° 20' 39,382" W	Pioneiro
3-RJS-415	1989	22° 50' 34,915" S	40° 19' 34,250" W	Extensão
1-RJS-424	1992	22° 45' 42,597" S	40° 22' 17,982" W	Pioneiro
1-RJS-499	1994	22° 44' 25,928" S	40° 27' 30,939" W	Pioneiro
1-RJS-501	1994	22° 45' 36,544" S	40° 31' 32,112" W	Pioneiro
3-ESP-1-RJS	1995	22° 43' 51,611" S	40° 28' 43,549" W	Extensão
3-ESP-2-RJS	1995	22° 46' 07,210" S	40° 26' 40,619" W	Extensão
1-RJS-508	1995	22° 49' 39,183" S	40° 27' 53,703" W	Pioneiro
1-RJS-509	1995	22° 48' 05,061" S	40° 30' 09,990" W	Pioneiro
1-RJS-509A	1995	22° 48' 03,866" S	40° 30' 09,135" W	Pioneiro
1-RJS-500	1996	22° 47' 30,810" S	40° 25' 05,280" W	Pioneiro
1-RJS-504	1996	22° 53' 28,911" S	40° 31' 53,703" W	Pioneiro
4-RJS-515	1996	22° 50' 14,749" S	40° 32' 40,561" W	Pioneiro Adjacente
4-RJS-515A	1996	22° 50' 13,847" S	40° 32' 39,709" W	Pioneiro Adjacente
1-RJS-516	1996	22° 51' 09,270" S	40° 34' 43,782" W	Pioneiro
3-RJS-517	1996	22° 47' 59,107" S	40° 28' 46,675" W	Extensão
1-RJS-422	1997	22° 43' 30,184" S	40° 26' 24,281" W	Pioneiro
4-RJS-514	1998	22° 51' 25,329" S	40° 30' 28,540" W	Pioneiro Adjacente
3-ESP-19-RJS	2003	22° 50' 22,320" S	40° 21' 53,937" W	Extensão
3-ESP-20-RJS	2004	22° 51' 08,256" S	40° 19' 01,701" W	Extensão
3-ESP-21-RJS	2004	22° 54' 16,889" S	40° 32' 18,352" W	Extensão
3-ESP-22D-RJS	2006	22° 54' 27,444" S	40° 31' 58,852" W	Extensão
4-ESP-23D-RJS	2007	22° 55' 16,995" S	40° 34' 38,941" W	Pioneiro Adjacente

O recobrimento da Concessão de Espadarte foi feito por 04 (quatro) levantamentos sísmicos 3D, cujos dados quantitativos encontram-se na **Tabela II.2-9**. A **Figura II.2-3** ilustra as relações espaciais entre estes levantamentos.

**Tabela II.2-9 - Levantamentos sísmicos 3D no Campo de Espadarte.**

Ano de Aquisição	Levantamento 3D	Área Total Recoberta (km²)
1989	Campos Sul / Bloco 4	137,50
1995	Cabo Frio	289,15
1999	Marimbá II	227,50
1992	Leste de Pampo	385,70



**Figura II.2-3** - Levantamentos sísmicos 3D no Campo de Espadarte.

Em 1994, foram perfurados os poços pioneiros 1-RJS-499 e 1-RJS-501. O primeiro foi o descobridor da área mais expressiva do Campo de Espadarte, produtor de óleo de boa qualidade (29 °API) e produtividade elevada (IP = 42 m<sup>3</sup>/d/kgf/cm<sup>2</sup>), com espessura total de 53 m, em reservatórios de idade Turoniana (zonas Espadarte 100 e 200).

No ano de 1995 foram perfurados, com sucesso, os poços de extensão do bloco do poço 1-RJS-499 (3-ESP-1-RJS e 3-ESP-2-RJS) que, apesar de apresentarem espessuras inferiores às previstas, confirmaram a potencialidade do bloco. Estes poços encontraram espessuras de 11 m e 6 m, respectivamente, de arenitos de idade Coniaciana / Santoniana (zona Carapeba 300).

Durante o ano de 1996 foram concluídas as perfurações dos poços 1-RJS-504 e 1-RJS-500, o que indicou ausência de reservatórios portadores de óleo no poço 1-RJS-500. Já o poço 1-RJS-504 confirmou a presença de pequeno volume de óleo em reservatórios turbidíticos de idade *Maastrichtiana* Superior (reservatório Roncador, anteriormente denominado Guarajuba), *Turoniana* (reservatório Espadarte, posteriormente reposicionado estratigraficamente como Arenito Namorado / Cenomaniano graças aos dados obtidos no 3-ESP-21-RJS, perfurado em 2004) e Coquinas da Formação Lagoa Feia (reservatório Coqueiros). O teste de formação realizado nas Coquinas indicou um reservatório de pequeno volume, mas com óleo de 26,5 °API e IP = 9,6 m<sup>3</sup>/d/kgf/cm<sup>2</sup>, enquanto aquele realizado nos arenitos, então definidos como de idade Turoniana, apresentou baixíssimo índice de produtividade, em reservatórios portadores de óleo altamente viscoso, com 7 °API. Dessa forma, esta área apresentou-se a princípio técnica e/ou economicamente inviável.

Em dezembro de 1997, o poço 1-RJS-422 foi perfurado e confirmou a extensão para leste dos reservatórios do Cretáceo Superior do bloco do poço 1-RJS-499. Foram constatados 17 m de espessura de arenitos de idade Santoniana / Campaniana (zona Carapeba 100) saturados por óleo de 29 °API e IP de 24 m<sup>3</sup>/d/kgf/cm<sup>2</sup>, com dano (o IP sem dano é de aproximadamente 100 m<sup>3</sup>/d/kgf/cm<sup>2</sup>). Adicionalmente, este poço descobriu os arenitos do Oligoceno Inferior (reservatório Caratinga) com 24 m de espessura, com óleo de 18 °API e IP de 27 m<sup>3</sup>/d/kgf/cm<sup>2</sup>.

Na área do poço 1-RJS-499 foram perfurados em 2000, os poços 7-ESP-6D-RJS, 9-ESP-7D-RJS e 8-ESP-9D-RJS para o desenvolvimento dos reservatórios do Oligoceno e Santoniano. No ano de 2001, os poços 7-ESP-10H-RJS, 7-ESP-8H-RJS, 8-ESP-11H-RJS, 8-ESP-11HA-RJS (em substituição ao anterior) e 9-ESP-12D-RJS, objetivando o desenvolvimento do reservatório Espadarte.

No ano de 2004 foi concluído o poço 3-ESP-21-RJS que confirmou a presença do óleo de 7 °API no arenito *Namorado* e o volume restrito de óleo nas *Coquinas*, ambos inviáveis comercialmente. Ao ser aprofundado para atingir as *Coquinas*, o poço atravessou um reservatório *carbonático* (reservatório Quissamã), constatando uma nova jazida de óleo com espessura de até 150 m e óleo de 18 °API.

Tendo em vista os resultados obtidos com a perfuração dos poços 3-ESP-1-RJS e 3-ESP-2-RJS, a PETROBRAS solicitou ao Escritório de Licenciamento das Atividades de Petróleo e Nuclear (ELPN/IBAMA) a Licença Prévia de Produção para Pesquisa (LPpro), visando a realização de um TLD no Campo de Espadarte. A referida Licença foi emitida em 04 de agosto de 2000, autorizando a execução do TLD por meio do FPSO Espadarte. Objetivando proporcionar a exploração comercial desta área e da área de um campo adjacente, denominada Marimbá Leste, foi solicitada uma Licença de Instalação (LI), que autorizou a instalação de um manifold e a interligação de poços da área de Marimbá Leste ao FPSO Espadarte. A referida LI foi concedida em 29 de outubro de 2004. Sequencialmente, procedeu-se a solicitação da Licença de Operação (LO) visando efetivar a operação em escala comercial das áreas de Espadarte e Marimba Leste, a qual foi concedida em 08 de março de 2005. Com o início da operação do manifold de Marimbá Leste, o FPSO Espadarte passou a produzir 50.000 barris de óleo e 800.000 m<sup>3</sup> de gás por dia, contando com 04 (quatro) poços produtores e 03 (três) injetores em Marimbá Leste e 08 (oito) poços produtores e 05 (cinco) injetores em Espadarte.

Com o objetivo de explorar comercialmente a área do 1-RJS-409, a PETROBRAS encaminhou à CGPEG/IBAMA, em 08/12/2005, o pedido de Licença de Operação e o Relatório de Avaliação Ambiental, parte integrante do processo de licenciamento ambiental. Após algumas trocas de Pareceres Técnicos emitidos pelo IBAMA e respostas da PETROBRAS, foi emitida a Licença de Operação Nº 594/07, em 08/01/07.

Em dezembro de 2006 e maio de 2007 foram perfurados os poços 3-ESP-22D-RJS e o 4-ESP-23D-RJS para estudos exploratórios do Módulo III, encontrando óleo de 20 °API e 24 °API, respectivamente, ambos no reservatório Quissamã.

Atualmente a área do poço 1-RJS-409 é explotada por 05 (cinco) poços produtores (7-ESP-36HP-RJS, 7-ESP-38HP-RJS, 7-ESP-40HP-RJS, 7-ESP-34HP-RJS e 7-ESP-33HP-RJS) e 04 (quatro) injetores (8-ESP-25HP-RJS, 8-ESP-27HP-RJS, 8-ESP-28DP-RJS e 8-ESP-31HP-RJS).

Os reservatórios do Módulo III de Espadarte encontram-se ainda em fase de caracterização geológica.

### **II.2.2.B - Relato Sumário do Projeto**

O projeto em estudo contempla a realização de um Teste de Longa Duração na área do poço 3-ESP-22D-RJS, na Concessão de Espadarte, Bacia de Campos, através de um único poço horizontal 7-ESP-42H-RJS.

Com a operação prevista para o período de setembro de 2012 a abril de 2013, o TLD tem como finalidade, definir características do reservatório, de forma a confirmar a viabilidade técnica e econômica para futura implantação de um sistema de produção definitivo no local.

O planejamento deste projeto considerou em vários aspectos as questões ambientais relacionadas à produção *offshore* de petróleo, inclusive na etapa de contratação da UEP a ser utilizada no empreendimento, onde foram estabelecidas exigências contratuais que visam o completo atendimento aos requisitos legais para garantir a proteção ambiental.

A UEP contratada para a realização do expletivo TLD é o FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras, que atualmente encontra-se em operação no TLD de Aruanã, também na Bacia de Campos.

O FPSO escolhido é dotado de sistema de coleta, tratamento e descarte de efluentes, sistema de detecção de incêndio e gás, sistema de combate a incêndio, segurança e controle do processo, sistemas de medição e monitoramento, sistemas de manutenção, etc. Para o sistema de gerenciamento de resíduos a PETROBRAS irá adotar os requerimentos preconizados na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11, que substituiu a Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 08/08. A bordo existirá um sistema de segregação e acondicionamento adequado para resíduos sólidos, cujo transporte será registrado e realizado por empresas especializadas e licenciadas pelos órgãos ambientais.

A escolha pelo local do poço, bem como pelo uso de um FPSO para realização da atividade, se deve a questões operacionais, de segurança, econômicas e ambientais, podendo ser citadas, como exemplo, a lâmina d'água, as características do reservatório, etc.

O FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras será ancorado em uma lâmina d'água de aproximadamente 1.123 m através de sistema de ancoragem do tipo *spread mooring*. A unidade ficará posicionada a cerca de 3,3 km da cabeça do poço 7-ESP-42H-RJS. Este poço é do tipo horizontal e será interligado ao FPSO através de linhas de produção, de controle e de serviço, além de cabo elétrico de alta potência para permitir a operação da BCSS. A UEP contará ainda com uma entrada reserva para um poço produtor.

A unidade possui capacidade de processamento nominal de 4.100 m<sup>3</sup>/d de óleo, 400.000 m<sup>3</sup>/d de gás e 1.900 m<sup>3</sup>/d de água de produção, sendo o último não previsto de ser utilizado devido a não geração de água produzida durante o TLD.

A produção máxima do TLD será de 2.340,03 m<sup>3</sup>/d e a mínima de 1.703,38 m<sup>3</sup>/d. O óleo produzido será processado e estocado nos tanques do FPSO, o qual tem a capacidade máxima de estocagem de 34.044 m<sup>3</sup> (214.130 bbl). Posteriormente, o escoamento do óleo será realizado através de *offloading* para um navio aliviador aproximadamente a cada 10 dias. O gás produzido durante o TLD será consumido como combustível na própria unidade e o excedente será queimado no *flare*.

Destaca-se que antes do início de qualquer instalação de equipamentos submarinos a PETROBRAS consulta seu Sistema de Gerenciamento de Obstáculos - SGO (banco de dados onde estão registradas as posições e lâminas d'água de todos os equipamentos instalados no fundo do mar) visando mitigar riscos de interação com outros equipamentos já existentes na região. Além disso, é feito um levantamento através de ROV (*Remote Operated Vehicle*) nos trajetos de instalação de estruturas submarinas, visando minimizar não apenas interferências com outros equipamentos, mas verificar a existência de comunidades biológicas presentes no ambiente.

Em relação à interação com o meio ambiente local, ressalta-se que informações complementares são necessárias, para garantir a segurança do empreendimento quanto ao risco de deslizamento de taludes submarinos nessa região. Dessa forma, foi realizada uma avaliação geotécnica de estabilidade do leito marinho, conforme apresentado no item **II.5.1.4-A - Caracterização Geotécnica**.

Cabe ressaltar que a PETROBRAS está exigindo, por meio de contrato, com pena de sanções previstas no mesmo, que as empresas contratadas para as diversas fases do empreendimento, inclusive no afretamento do FPSO, mantenham válida, durante todo o período dos serviços, as licenças e certificados de segurança, meio ambiente e saúde (SMS) ocupacional, obrigatórios de acordo com a natureza da atividade contratada e legislação pertinente. 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.

Ao mesmo tempo, as diretrizes do Sistema de Gestão implementado na própria PETROBRAS são aplicados para todas as etapas do projeto, prevendo a adoção das melhores práticas de SMS.

Além disso, o projeto foi balizado no estudo de Análise de Riscos Ambientais (apresentado no item **II.8 - Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais**), que permite a identificação de cenários acidentais que possam ocorrer durante a atividade, e a adoção de medidas de prevenção e mitigação dos potenciais riscos ao meio ambiente e à segurança dos trabalhadores.

### **II.2.3 - Justificativas**

#### **Aspectos Técnicos**

Como a exploração comercial de hidrocarbonetos representa grandes desafios em diferentes aspectos, é importante a realização de uma análise prévia da viabilidade de um sistema definitivo de produção.

Nesse sentido, a principal justificativa técnica para a realização de um TLD no poço 7-ESP-42H-RJS consiste na obtenção de uma série de parâmetros para definir, de forma mais precisa, as características do reservatório e otimizar um projeto futuro de desenvolvimento da produção em maior escala. Conhecendo-se a real capacidade do reservatório e reduzindo-se os riscos inerentes ao processo, pode-se optar por uma alternativa que apresente melhores resultados técnicos, econômicos e ambientais, auxiliando e facilitando a decisão gerencial.

Também deve ser considerada a reconhecida capacidade e posição de destaque que a PETROBRAS detém atualmente na exploração e produção de hidrocarbonetos em áreas *offshore*, sobretudo em águas profundas e ultraprofundas, dentro de margens confiáveis nos aspectos de segurança operacional para esse tipo de atividade.

Além disso, toda a tecnologia e experiência a serem utilizadas na realização do TLD através de um FPSO são conhecidas pela PETROBRAS, que já as adota em outras áreas produtoras, inclusive na Bacia de Campos. Da mesma forma, os dados a serem adquiridos nesse projeto serão utilizados para a avaliação e desenvolvimento de outras reservas potenciais de petróleo, diminuindo as incertezas do projeto.

### **Aspectos Socioeconômicos**

Uma vez que os resultados do TLD no poço 7-ESP-42H-RJS sejam positivos, futuramente será implantado um sistema definitivo de produção de petróleo na localidade. Com isso, a produção nacional de petróleo será mantida de forma estável ou crescente, contribuindo diretamente para a manutenção da auto-suficiência e o fortalecimento do saldo positivo da balança comercial nacional.

Conseqüentemente, este cenário provoca o fortalecimento das indústrias petrolífera e naval do país, que compreendem desde os fornecedores de materiais até os serviços de diversos níveis e especialidades. Confere também maior confiabilidade na oferta e no atendimento às demandas internas de produtos derivados.

É importante ressaltar, em adição, que o contínuo desenvolvimento dessas indústrias é primordial para a manutenção dos atuais postos de trabalho, assim como para a contratação de serviços, geração de renda e criação de novos empregos, podendo beneficiar, diretamente, as populações da área de influência da atividade. Não obstante, o empreendimento pode ser visto como um propulsor para o estímulo à capacitação profissional no segmento de óleo e gás.

No que se refere à arrecadação de impostos, a produção de petróleo contribuirá no incremento das receitas e, conseqüentemente, nos serviços públicos oferecidos na área de influência. O pagamento de *royalties* a estados e municípios, decorrente da implantação deste projeto, poderá ser revertido em investimentos nas áreas de educação, saúde, saneamento básico, entre outros serviços públicos, representando uma melhoria na qualidade de vida das populações beneficiadas.

Ainda em relação ao benefício dos *royalties*, vale ressaltar que uma parcela deste recurso (25%) é destinada ao Ministério da Ciência e Tecnologia “*para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural, dos biocombustíveis e à indústria petroquímica de primeira e segunda geração, bem como para programas de mesma natureza que tenham por finalidade a prevenção e a recuperação de danos causados ao meio ambiente por essas indústrias*” (art. 49, II, “F”, da Lei nº 9.478/1997, com redação dada pela Lei nº 11.921/2009).

### **Aspectos Ambientais**

Caso os resultados do TLD sejam favoráveis, será implantado, no futuro, um sistema definitivo de produção de petróleo. Dessa forma, com a execução de estudos ambientais, bem como a implementação dos projetos ambientais, haverá um aumento de informações sobre a dinâmica ambiental e das atividades petrolíferas dessa região oceânica.

Além disso, o projeto estará contemplado no Programa Tecnológico de Meio Ambiente (PROAMB) desenvolvido pelo CENPES, que tem como atividades o desenvolvimento e aperfeiçoamento de tecnologias para a otimização da gestão

ambiental em diversas áreas, como: caracterização e monitoramento de ecossistemas, emissões atmosféricas, efluentes líquidos, resíduos, recuperação de áreas impactadas, tecnologias para emergências e avaliação de impactos ambientais.

Outro ponto relevante é que apesar do TLD apresentar riscos ambientais inerentes a esse tipo de atividade, a PETROBRAS possui extensa experiência e conhecimento sobre os sistemas e tecnologias a serem utilizados, que já são empregados em outras áreas produtoras da empresa.

Adicionalmente, a UEP escolhida, o FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras, é uma unidade já licenciada pelo órgão ambiental para outras atividades da PETROBRAS, inclusive na Bacia de Campos, onde o FPSO opera desde 2008. A unidade dispõe de todos os recursos necessários à execução da atividade de forma segura, além de atender aos requisitos nacionais e internacionais pré-estabelecidos para garantir as melhores práticas em relação ao meio ambiente.

Diante das informações apresentadas acima, espera-se que os impactos ambientais negativos sejam minimizados com a execução de procedimentos operacionais, continuação dos projetos ambientais já em desenvolvimento e implementação de novos.

## **II.2.4 - Descrição das Atividades**

### **II.2.4.A - Identificação da Unidade de Produção**

Conforme dito anteriormente, a unidade estacionária de produção (UEP) a ser utilizada para o Teste de Longa Duração no poço 7-ESP-42H-RJS, na Concessão de Espadarte, Bacia de Campos será o FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras. A unidade de produção foi fabricada a partir da conversão de um navio petroleiro (realizada pela empresa Remontowa na cidade de Gdansk, Polônia) para atender às atividades da PETROBRAS na área do poço 9- BD-18HP-RJS do Reservatório Membro Siri. O FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras realiza atividades na Bacia de Campos desde março de 2008 e atualmente está em operação no TLD no poço 1-RJS-661 do Reservatório Quissamã, Concessão BM-C-36, Bloco Exploratório Aruanã.

Os certificados desta unidade (Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Hidrocarbonetos - IOPP, Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Efluentes Sanitários - ISPP e Certificado de Conformidade emitido pela Marinha do Brasil) estão apresentados no **Anexo II.2-1**.

#### **II.2.4.B - Descrição Geral da Unidade**

O FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras conjugará as atividades de processamento primário da produção, de estocagem e transferência de óleo para navios aliviadores, enquanto o gás produzido será consumido pela unidade na geração de energia e o excedente enviado para o *flare*.

A **Tabela II.2-10** lista as principais características dessa unidade, cujo arranjo geral está apresentado nas **Plantas II.2-1, II.2-2 e II.2-3** ao final dessa seção.

**Tabela II.2-10 - Características Gerais do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras**

<b>Características</b>	<b>Descrição</b>
Nome	<i>FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras</i>
Ancoragem	Spread Mooring
Comprimento entre perpendiculares	174,00 m
Comprimento Total	182,97 m
Boca moldada	32,30 m
Pontal (Altura até convés principal)	16,10 m
Calado médio	12,09 m
Altura do <i>Flare</i> (a partir do deck)	30 m acima do <i>deck</i> principal
Capacidade total dos tanques de óleo cru	214.130 bbls (34.044 m <sup>3</sup> )
Guindastes	02 guindastes com capacidade de 30 t @ 25 m
Heliponto	Dimensão 22,2 x 22,2 m formato ortogonal. Helicóptero: Sikorsky - S-61 N. Sem facilidades de abastecimento.
Sistema de geração de energia	03 turbo geradores bicombustível (gás/diesel) de 2 MW cada 02 geradores auxiliares a diesel de 0,96 MW cada 01 gerador de emergência de 572 kW
Capacidade de produção	01 poço produtor (elevação artificial por BCSS) Capacidade de processar 25.789 bpd (4.170 m <sup>3</sup> /d) de óleo e 0,4 Mm <sup>3</sup> /d de gás
Capacidade de alojamento	60 pessoas
Salvatagem	02 baleeiras com capacidade para 63 pessoas cada 02 balsas com capacidade para 35 pessoas cada 01 barco de resgate de homem ao mar com capacidade para 06 pessoas

A descrição detalhada das instalações do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras, assim como dos processos de produção, estocagem e transferência, é apresentada por tópicos a seguir.

## **Casco**

A integridade do casco é um dos principais aspectos a serem analisados na unidade marítima a ser utilizada na atividade. O FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras possui fundo singelo, com tanques laterais dedicados a lastro, em bombordo e boreste, e tanques centrais destinados ao armazenamento do óleo produzido.

A seleção do aço utilizada na estrutura do casco, determinada de acordo com os requerimentos e regulamentações, considerou as conexões estruturais, espessura do material, composição dos fluidos e temperatura mínima projetada.

Visando garantir a vida útil da unidade foram realizadas verificações de esforços globais e de fadiga no casco considerando a ação de ondas, vento e correnteza, típicas da Bacia de Campos.

Além disso, foram estabelecidas especificações para todos os materiais estruturais utilizados na reformulação da estrutura do casco, de acordo com os requerimentos das Sociedades de Classificação e regulamentações relevantes.

De acordo com as condições em que a unidade se apresenta e através dos procedimentos supramencionados, o FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras está dimensionado para atender às necessidades operacionais da PETROBRAS (carga de convés, estabilidade, capacidade de armazenamento, movimentos, etc) e aos requisitos de Regra da Sociedade Classificadora Det Norske Veritas (DNV), além de Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo país de registro.

## **Tanques**

A estocagem de óleo cru no FPSO pode ser realizada em até 06 (seis) tanques, dispostos ao centro da embarcação, que juntos perfazem uma capacidade total de 34.044 m<sup>3</sup>. De modo a assegurar a inexistência de atmosfera explosiva, esses tanques de armazenamento são mantidos pressurizados com gás inerte e o teor de oxigênio é monitorado.

Além dos tanques citados acima, o FPSO possui tanques de *slop* (água oleosa), lastro, óleo diesel, óleo lubrificante, borra oleosa e água potável, cujas capacidades encontram-se definidas na **Tabela II.2-11**.

**Tabela II.2-11 - Relação dos tanques do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.**

Identificação do Tanque	Produto que Armazena	Capacidade	
		m <sup>3</sup>	Barris
Nº 1 Central	Óleo	5291	33279
Nº 2 Central	Óleo	5949	37418
Nº 3 Central	Óleo	5949	37418
Nº 4 Central	Óleo	4957	31179
Nº 5 Central	Óleo	5949	37418
Nº 6 Central	Óleo	5949	37418
<b>Capacidade de armazenamento de óleo cru</b>		<b>34044</b>	<b>214130</b>
<i>Slop</i> nº 2 (bombordo)	Óleo contaminado com água	289	1818
<i>Slop</i> nº 1 (central)	Água e óleo	1912	12026
Tanque de Proa	Água de lastro	1327	8346
Nº 1 Bombordo	Água de lastro	1554	9774
Nº 1 Boreste	Água de lastro	1554	9774
Nº 2 Bombordo	Água de lastro	2207	13882
Nº 2 Boreste	Água de lastro	2207	13882
Nº 3 Bombordo	Água de lastro	1658	10428
Nº 3 Boreste	Água de lastro	1658	10428
Nº 4 Bombordo	Água de lastro	3315	20851
Nº 4 Boreste	Água de lastro	3315	20851
Nº 5 Bombordo	Água de lastro	2187	13756
Nº 5 Boreste	Água de lastro	2187	13756
Nº 6 Bombordo (Tanque de <i>Offspec</i> )	Água de produção fora de especificação	964	6063
Nº 6 Boreste	Água de drenagem	964	6063
Nº 7 Bombordo	Água de lastro	154	968
Nº 7 Boreste	Água de lastro	154	968
Tanque de Popa	Água de lastro	383	2409
Duplo Fundo -DB	Água de lastro	544	3421
Tanque de Água Potável (02 tanques)	Água Potável	127	798
Tanques estocagem de óleo diesel (10 tanques)	Óleo Diesel	2.727	17152
Tanque de óleo lubrificante	Óleo lubrificante	224	1408
Tanque de borra	Borra	213	1339

Durante a realização do TLD, a princípio o Tanque de *Offspec* ficará vazio e a planta de tratamento de água produzida do FPSO inoperante. Se por ventura

ocorrer a geração de água produzida, esta será armazenada no referido tanque, aguardando o navio aliviador para fazer o *offloading* desta água para ser tratada e descartada em outra unidade da PETROBRAS, dentro dos limites estabelecidos na Resolução CONAMA nº 393/2007. Caso seja analisado que a alternativa mais viável para o descarte da água produzida seja o tratamento na planta de tratamento de água produzida do próprio FPSO, será encaminhado junto ao IBAMA o pedido de anuência para ativação da planta e descarte desse efluente. Entretanto, como exposto anteriormente, não é previsto, para o período de realização do TLD, a geração de água produzida nesse reservatório.

O Tanque *Slop* nº 1 receberá águas provenientes da Drenagem Aberta (*Skids* do Convés da Planta de Processo), do Tanque Coletor de Proa (*Skids* do *Flare* e do mangote de *offloading*) e do Coletor de Outras Áreas Classificadas (outros *Skids*). Esta água seguirá posteriormente para tratamento no Separador Centrífugo e posteriormente monitorada e descartada abaixo de 15 mg/l. O óleo separado no *Slop* nº 1 e no separador centrífugo é enviado para o Tanque *Slop* nº 2 e deste retorna ao processo.

Os tanques de lastro e os tanques de armazenamento do óleo cru passarão, também, por um processo de inspeção de acordo com a Sociedade Classificadora DNV. Todos os tanques de óleo possuem sistemas medidores de nível e um sistema de gás inerte que funcionará de forma a prevenir a formação de vácuo e de atmosferas inflamáveis e explosivas em seu interior.

Além disso, os tanques de armazenamento de óleo cru e os tanques de lastro terão acessos que permitirão inspeção interna quando estiverem vazios. Os tanques de lastro sofrerão troca de água periódica para prevenir o desenvolvimento de bactérias, de modo a evitar danos ao sistema de revestimento.

Vale ressaltar que as tubulações dos tanques de armazenamento de óleo cru, lastro e efluentes oleosos são individualizados, evitando o contato entre os diferentes fluidos.

## **Sistema de gás inerte (SGI)**

Durante as operações de carregamento de óleo e alívio (*offloading*), um sistema de distribuição e coleta é utilizado para fornecimento de gás inerte e ventilação.

O FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras possui uma planta para geração e tratamento de gás inerte baseada na obtenção de gás a partir da caldeira. No *offloading* as caldeiras fornecem energia às turbobombas (acionadas por turbinas a vapor) dos tanques de carga, gerando gás inerte, o qual é lavado e tratado em um vaso (*Scrubber*). Para o envio do gás inerte aos tanques de carga é realizado o monitoramento e o registro na sala de controle do teor de oxigênio, de forma a garantir a segurança da operação.

Através deste sistema todas as atividades de purga e de liberação de gás podem ser feitas sem que haja interrupção das atividades de carregamento e *offloading*.

## **Sistemas de Lastro**

Durante 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 do FPSO. Para manter a estabilidade e o controle de esforços no FPSO, a bomba de lastro é colocada em operação para captar água do mar e enviá-la para os tanques de lastro, conforme a 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.

## **Riser balcony**

*Riser balcony* é a área do convés do FPSO onde estão dispostos os coletores de produção e linha de serviço, além dos sistemas de suportação das linhas flexíveis (*risers*).

A interligação entre o sistema submarino (Árvore de Natal Molhada Horizontal - ANMH) e a planta de processo do FPSO é realizada pelas linhas submarinas que chegam ao lado bombordo da embarcação. Além da linha de produção, será conectada uma linha de serviço, os umbilicais hidráulicos e o umbilical do cabo de potência da BCSS.

### ***Planta de processamento da produção***

A planta de processamento da UEP possui os recursos necessários para a separação inicial dos fluidos advindos do poço. A planta é dividida em diversos módulos, posicionados de acordo com a sequência lógica do processamento dos fluidos da formação. Os módulos de processamento assim como os demais módulos auxiliares estão localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural. A planta de processamento primário dos fluidos produzidos foi projetada considerando-se as propriedades físico-químicas do fluido oriundo da área do poço 7-ESP-42H-RJS.

O projeto da planta de processamento permite a separação do óleo e gás, bem como o condicionamento do gás, tratamento simplificado e estabilização dentro dos parâmetros mínimos requeridos. Como esse FPSO é de pequeno porte, preparado para realizar testes de produção, o mesmo não possui planta de tratamento e compressão de gás, apenas um sistema composto por resfriador de gás e vaso depurador para o consumo interno (geração de energia).

Um sistema de injeção de produtos químicos (desemulsificante, inibidor de incrustação, inibidores de corrosão, anti-espumante e sequestrante de H<sub>2</sub>S) é necessário para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como para manter a integridade das instalações.

Os sistemas primários associados com as facilidades de processo de produção de óleo e gás no FPSO estão listados a seguir: são: separação e tratamento de óleo, tratamento de gás para geração de energia e sistema do *flare*.

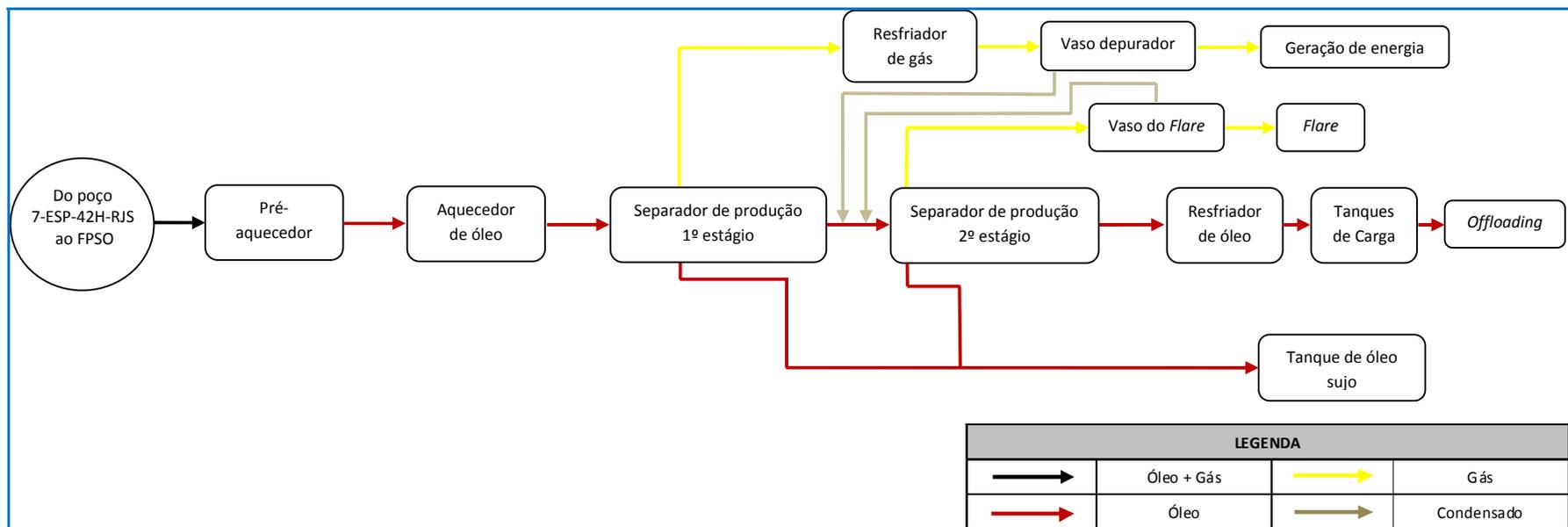


Figura II.2-4 - Fluxograma simplificado da planta de processamento a ser utilizada.

O processamento do líquido será realizado através de 01 (um) trem de produção (podendo utilizar um segundo), com capacidade para 4.100 m<sup>3</sup>/dia.

O petróleo proveniente do poço chega ao FPSO e recebe inicialmente a injeção de produtos químicos como desemulsificante, anti-espumante, inibidor de incrustação, inibidores de corrosão e sequestrante de H<sub>2</sub>S. Em seguida, o petróleo é aquecido pelo pré-aquecedor a fim de se adquirir as propriedades adequadas às condições necessárias de processamento. Esse pré-aquecedor a montante do trem de produção deve ser capaz de elevar a temperatura de 40 °C (mínima de chegada) até 95 °C, operando a uma pressão de 8 até 10 kgf/cm<sup>2</sup>.

O pré-aquecedor é composto de permutadores de calor em série e paralelo, na qual o primeiro trocador de calor resfria a água separada do óleo ao final do processo. Como este trocador somente é utilizado quando o BSW inicial do óleo ao chegar à plataforma estiver acima de 10 %, este equipamento não será utilizado na atividade em questão. Em seguida, a corrente entra no segundo pré-aquecedor, trocando calor com o próprio óleo já aquecido proveniente do 2º estágio de separação.

O terceiro trocador de calor utiliza vapor saturado a 184 °C e 1.100 kPa como fluido de aquecimento. É neste trocador que o petróleo atingirá a temperatura desejada de processamento, que deverá ser em torno de 95 °C com possibilidade de variações de ± 10 °C para ajustes durante o período de avaliação.

O óleo aquecido é enviado a um vaso separador gravitacional trifásico horizontal (SG), e em seguida o líquido segue para o 2º estágio de separação e o gás é enviado para vaso do *flare*. A partir do vaso do *flare*, o condensado gerado retorna ao trecho entre os separadores de produção de 1º e 2º estágio e o gás é queimado no *flare*.

O trem de separação é composto de separadores de 1º e 2º estágio, nos quais são separados óleo e gás. O óleo então é resfriado, medido e encaminhado para os tanques de carga para armazenagem.

A **Tabela II.2-12** apresenta as temperaturas e pressões de operação, e a vazão de líquido e de gás durante o processo de separação e tratamento de óleo.

**Tabela II.2-12** - Condições operacionais dos equipamentos utilizados no processo de separação e tratamento de óleo.

Equipamento	Capacidade Máxima da Planta de Operação				
	Temperatura de operação (°C)		Pressão de Operação (kg/cm <sup>2</sup> abs)	Vazão de Líquido (m <sup>3</sup> /dia)	Vazão de Gás (m <sup>3</sup> /dia)
	Entrada	Saída			
Pré-aquecedor	40	85	10	4.100	400.000
Aquecedor de produção	85	95	09	4.100	400.000
Separador de produção	95		08	4.100	400.000

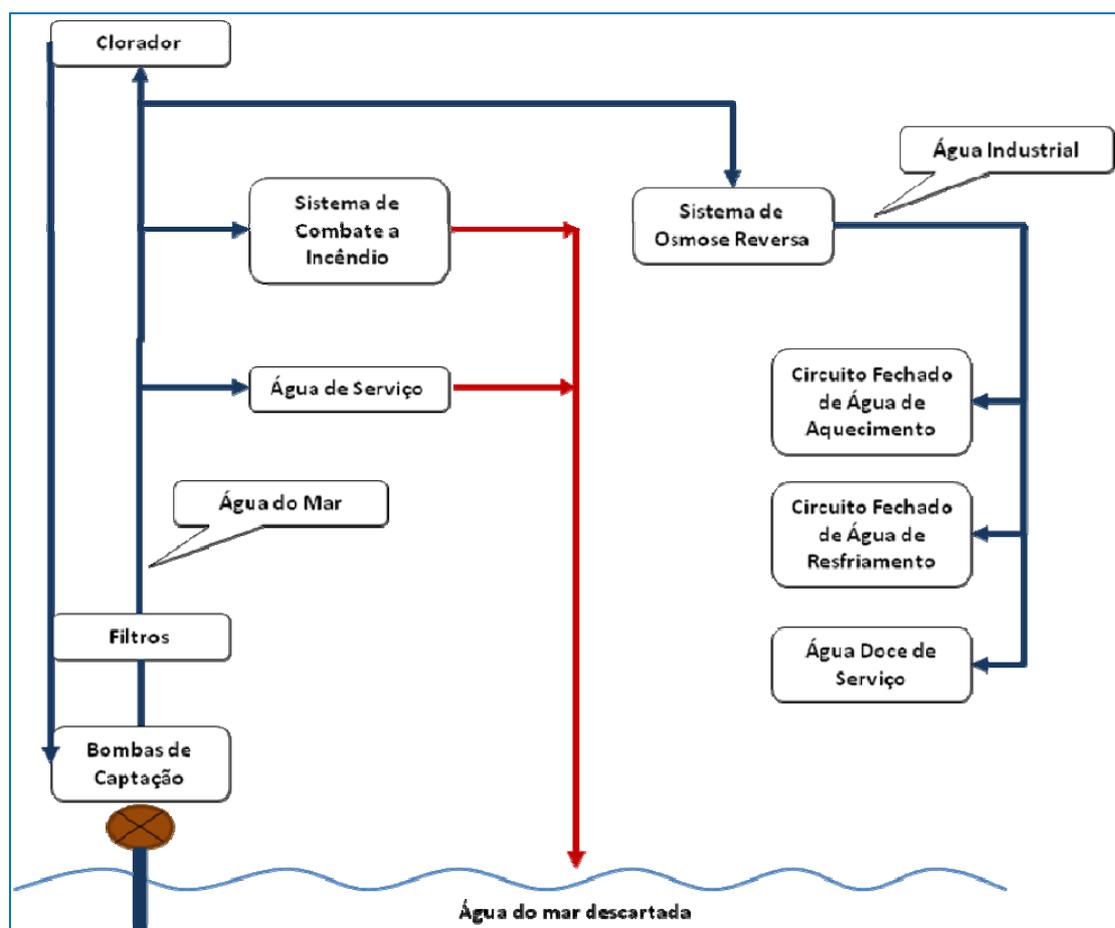
O gás proveniente do separador de produção de 1º estágio é encaminhado para o sistema de gás combustível, especificamente ao vaso depurador, e submetido a um condicionamento, visando especificá-lo quanto ao ponto de orvalho de hidrocarbonetos, sendo então alinhado para consumo nos geradores e caldeiras.

O FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras, por ser uma unidade de pequeno porte preparada para realizar apenas testes de produção, não possui planta de tratamento completo e compressão de gás. Sem repressurização e tratamento, não é possível a utilização do gás produzido durante a realização do TLD para outros fins, como *gas lift*, reinjeção no reservatório ou escoamento através de gasoduto.

### **Sistema de Fornecimento de Água Industrial**

A água industrial utilizada no FPSO é proveniente do tratamento (Filtração, Cloração e Osmose Reversa) da água do mar captada. O sistema de captação de água do mar é projetado para atender aos sistemas de combate a incêndio, resfriamento da água de produção, trocador do sistema fechado de água de resfriamento e circuito de água de aquecimento.

A **Figura II.2-5** apresenta um diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas atendidos.



**Figura II.2-5** - Diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas atendidos.

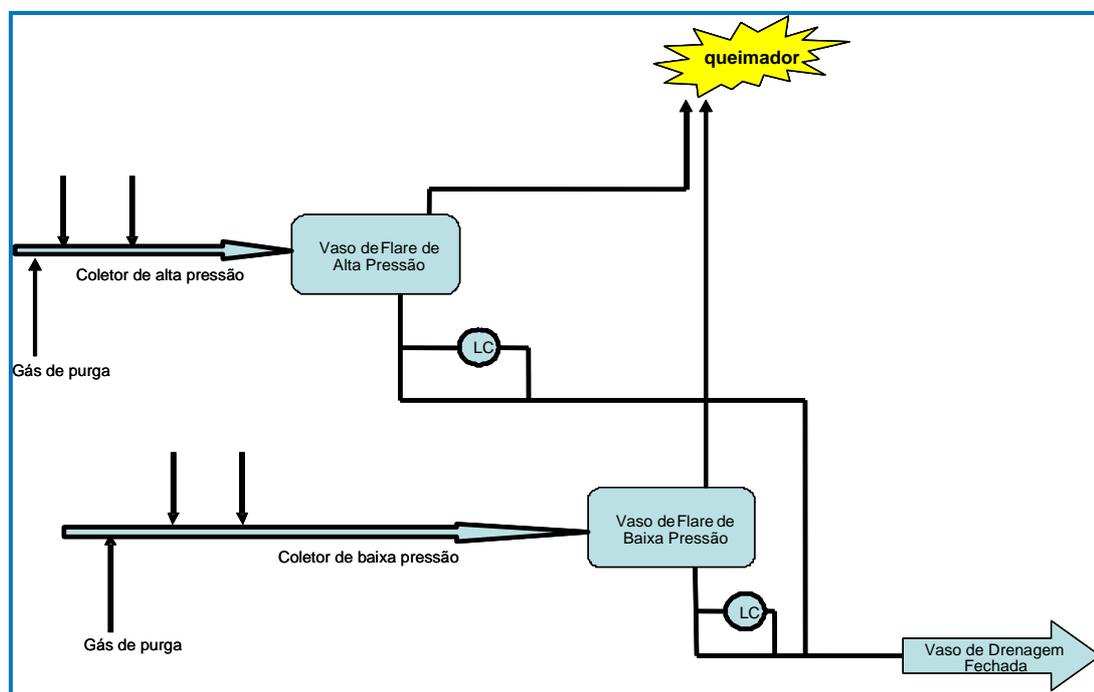
### **Sistema de Tocha e Vent**

Todo o volume excedente do gás produzido (gás total produzido menos o gás combustível utilizado nos equipamentos) será continuamente queimado na tocha do flare. A quantidade de gás produzido será de no máximo 490.000 m<sup>3</sup>/dia, sendo que 30.000 m<sup>3</sup>/dia será utilizado para geração de energia da unidade, e no máximo 19.000 m<sup>3</sup>/dia (excedente) será queimado.

A queima de gás na tocha também ocorrerá durante as partidas, despressurizações da planta de processamento, em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos.

O FPSO é equipado com um sistema capaz de coletar e queimar adequadamente e com segurança o gás residual liberado das válvulas de

segurança, válvulas de controle de pressão e válvulas *blowdown* (despressurização rápida). O sistema fica localizado na proa do FPSO, a uma altura de 23 m acima do deck principal. Tal disposição é suficiente para garantir que o nível de radiação em pontos específicos do FPSO seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional - vazão de gás, alta ou baixa pressão) para as pessoas e equipamentos presentes na unidade. O sistema possui um vaso para retenção de condensados e uma rede coletora que conduz os gases a uma única torre vertical, localizada na proa do navio, onde o *flare* está instalado. A **Figura II.2-6** mostra uma representação esquemática do sistema de *flare*.



**Figura II.2-6** - Fluxograma esquemático do Sistema do Flare (Tocha).

Em operação normal o sistema funciona com uma vazão de 6.250 m<sup>3</sup>/h, suficiente para manter a queima do gás excedente, os pilotos do *flare* acesos e a purga dos coletores. No caso de parada da planta de processamento, o gás existente nas linhas e equipamentos será despressurizado para ser queimado na tocha do *flare*. Este procedimento inicia-se com a vazão de 180.000 m<sup>3</sup>/dia, reduzindo-se drasticamente até zero.

A unidade ainda apresenta um sistema alternativo para ser utilizado somente durante a manutenção do sistema piloto do *flare*. O sistema consiste na utilização

de cilindros de gás (GLP ou propano), os quais somente serão acionados quando não houver produção de gás suficiente para o sistema piloto do *flare*.

Para a mesma situação (produção de gás insuficiente), é previsto o uso de nitrogênio (N<sub>2</sub>) para a purga dos coletores.

### **Sistema de geração de energia**

O sistema de geração de energia do FPSO consiste de 03 (três) turbo geradores, 02 (dois) geradores auxiliares e 01 (um) gerador de emergência, conforme apresentado na **Tabela II.2-13**.

**Tabela II.2-13** - Sistema de geração de energia do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.

Equipamento	Combustível	Capacidade	Localização
Turbogeradores	Gás/diesel	2.030 kW e 60 Hz	convés superior
Geradores auxiliares	diesel	960 kW cada	sala de máquinas
Gerador de emergência	diesel	572 kW	convés superior

Os turbogeradores biocombustível estão previstos para operar preferencialmente com gás. Entretanto, será necessário o uso de diesel na partida da unidade de produção até a estabilização da produção de gás. A energia necessária para atender à planta de processo, utilidades, convés principal e casa de máquinas será proveniente dos turbogeradores, sendo deixado 01 (um) como reserva.

Os geradores auxiliares a diesel servirão de reserva para utilidades do convés principal / casa de máquinas e cargas essenciais da planta. Já o gerador de emergência fornecerá energia para os sistemas críticos que necessitam estar operacionais durante as situações de emergência.

### **Sistema de transferência de óleo (Offloading)**

O escoamento do óleo produzido será realizado através de navios aliviadores *in tandem* com o FPSO, isto é, alinhando a popa ou a proa do FPSO com a proa do navio aliviador. A **Figura II.2-7** apresenta um exemplo desse tipo de operação e alinhamento.



**Figura II.2-7** - Exemplo de operação de transferência de óleo *in tandem*.

Fonte: PETROBRAS

Para o TLD no poço 7-ESP-42H-RJS a operação de *offloading* será feita periodicamente, com maior probabilidade pelo lado da proa do FPSO em função da ação dos ventos, ficando o aliviador a uma distância de cerca de 150 m do FPSO. 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 ao FPSO, tornando a operação mais segura.

A **Tabela II.2-14** apresenta algumas características da operação de transferência de óleo durante as atividades do TLD no poço 7-ESP-42H-RJS.

**Tabela II.2-14 - Características da operação de offloading durante as atividades do TLD no poço 7-ESP-42H-RJS.**

Parâmetros da Operação	Valor
Distância entre o aliviador e o FPSO	150 m
Taxa de transferência	1.000 m <sup>3</sup> /h tempo máximo de 36 horas (24 horas para a operação de <i>offloading</i> , 6 horas para atracagem e 6 horas para desatracagem)
Frequência máxima esperada	A cada 10 dias

Os navios aliviadores (petroleiros) podem ser providos de sistema de posicionamento dinâmico (DP) ou de ancoragem através do sistema convencional. A utilização de aliviadores tipo DP é recomendada uma vez que reduzem consideravelmente os riscos de sua colisão com os *risers* ou o costado da unidade aliviada.

A operação de transferência de óleo entre os tanques de carga do FPSO e o navio aliviador ocorrerá através de bombas dedicadas, submersas no interior de cada tanque. O óleo é bombeado através de uma estação de medição e segue para o aliviador através de uma mangueira flexível (mangote) de 12" de diâmetro, 250 m de comprimento, classe de pressão 300 psi, com reforço especial nas duas extremidades e equipada com flanges.

O procedimento operacional de transferência do óleo consiste das manobras de amarração, conexão, transferência (*offloading*), desconexão e desamarração, as quais são devidamente acompanhadas por oficial de náutica, auxiliado por marinheiros de convés, com vistas a possibilitar a detecção de possíveis vazamentos no mar.

Por segurança operacional, as operações de amarração e desamarração serão efetuadas à luz do dia e com boa visibilidade, com início previsto para até 05 (cinco) horas antes do pôr do sol. Entretanto, desde que previamente acordada entre os responsáveis pelas manobras no aliviador e no FPSO, poderão ocorrer manobras noturnas de desamarração.

São consideradas como seguras as manobras de amarração até os seguintes limites médios de condições ambientais: ventos de 20 nós, ondas de 3,5 m e correntes de 2 nós. Nos casos de forte chuva e ou tempestade de relâmpago, as

operações de transferência serão interrompidas e as demais manobras adiadas ou completadas com muita cautela.

O mangote de *offloading* é equipado em uma extremidade com válvula automática que só pode ser aberta para permitir o fluxo após estar corretamente conectada ao flange fixo 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, os tanques são providos de sensores que enviam sinais a um sistema supervisor, o qual monitora a transferência do óleo. A detecção de possíveis vazamentos é baseada na comparação instantânea das vazões medidas na saída do FPSO e na chegada do navio aliviador. Em caso de variações entre os valores, a operação é interrompida imediatamente.

Para assegurar que eventuais problemas sejam prontamente identificados, a operação será acompanhada, permanentemente, por uma pessoa em cada estação de *offloading* (navio aliviador e plataforma).

A transferência é realizada com o sistema de gás inerte acionado, de forma a manter a pressão de trabalho e o teor de O<sub>2</sub> nos tanques em níveis normais de operação e segurança.

O mangote a ser utilizado na transferência do óleo produzido passará por testes de estanqueidade antes da operação e por um processo de limpeza quando encerrada. Ambos os procedimentos serão realizados com água oriunda do Tanque Nº 6 de Boreste, sendo o fluxo direcionado para o tanque de *slop* do navio aliviador.

Posteriormente, o mangote é recolhido e mantido no FPSO até a próxima operação e o navio aliviador encaminha o óleo para os terminais de recebimento em terra.

## Guindastes

O FPSO possui 02 (dois) guindastes localizados a boreste cobrindo toda a área do convés principal. A capacidade dos guindastes foi definida em função do equipamento mais pesado que a unidade precisasse suportar (30 toneladas), sendo cada um em uma condição de padrão de carga.

## Acomodações

As acomodações do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras localizam-se na popa da embarcação, com capacidade para 60 pessoas em 32 camarotes, sendo 06 (seis) simples, 24 duplos e 02 (dois) triplos. As acomodações são distribuídas por 06 (seis) conveses, conforme listado na **Tabela II.2-15**.

**Tabela II.2-15 - Distribuição das acomodações na UEP.**

Convés	Acomodações
Convés nº 1	Locais de serviços, sala de controle central (CCR) e escritórios de resposta à emergência.
Convés nº 2	12 camarotes duplos e 02 triplos.
Convés nº 3	04 camarotes duplos, 03 camarotes simples e enfermaria.
Convés nº 4	04 camarotes duplos, 01 camarote do capitão e 01 camarote Fiscal PETROBRAS, sala de rádio, recepção, cinema e sala de vídeo conferência.
Convés nº 5	Lavanderia e passadiço.
Main Deck (Convés principal)	01 camarote simples, 04 camarotes duplos, academia e refeitório.

## Água Potável

O FPSO possui instalada uma unidade de osmose reversa, com capacidade de produzir 40 m<sup>3</sup> de água potável por dia, o que é suficiente para suprir as necessidades da tripulação durante toda a atividade, não demandando a importação de água do continente via rebocadores.

## Lançador e recebedor de pigs

De acordo com testes das amostras retiradas do poço 3-ESP-22D-RJS, cujo reservatório é o mesmo do poço 7-ESP-452H-RJS, as características do óleo indicaram alta probabilidade de deposição de parafina no duto de produção. Esta

deposição ao longo do tempo cria obstruções no duto, acarretando perda de produção e conseqüente necessidade de substituição do mesmo. Dessa forma, para adequar o FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras às condições exigidas, será realizada a instalação de um lançador e receptor de *pigs*.

#### Descrição do lançador e receptor de *pigs*

O *pig* é uma peça projetada, fabricada com poliéster de alta resistência química e mecânica indicada para a limpeza de detritos, camadas de oxidações, remoções de crosta de produtos impregnados nas paredes de dutos, remoção de água nos testes hidrostáticos, entre outras aplicações.

A finalidade de um lançador ou receptor de *pig* é introduzir ou recuperar *pigs*, esferas ou ferramentas de inspeção de um duto. Lançadores e receptores são desenvolvidos para atender aos requisitos específicos de cada duto.

Na **Figura II.2-8**, é apresentado um esquema de um típico lançador e receptor de *pigs*, cujos itens de componentes encontram-se na **Tabela II.2-16**.

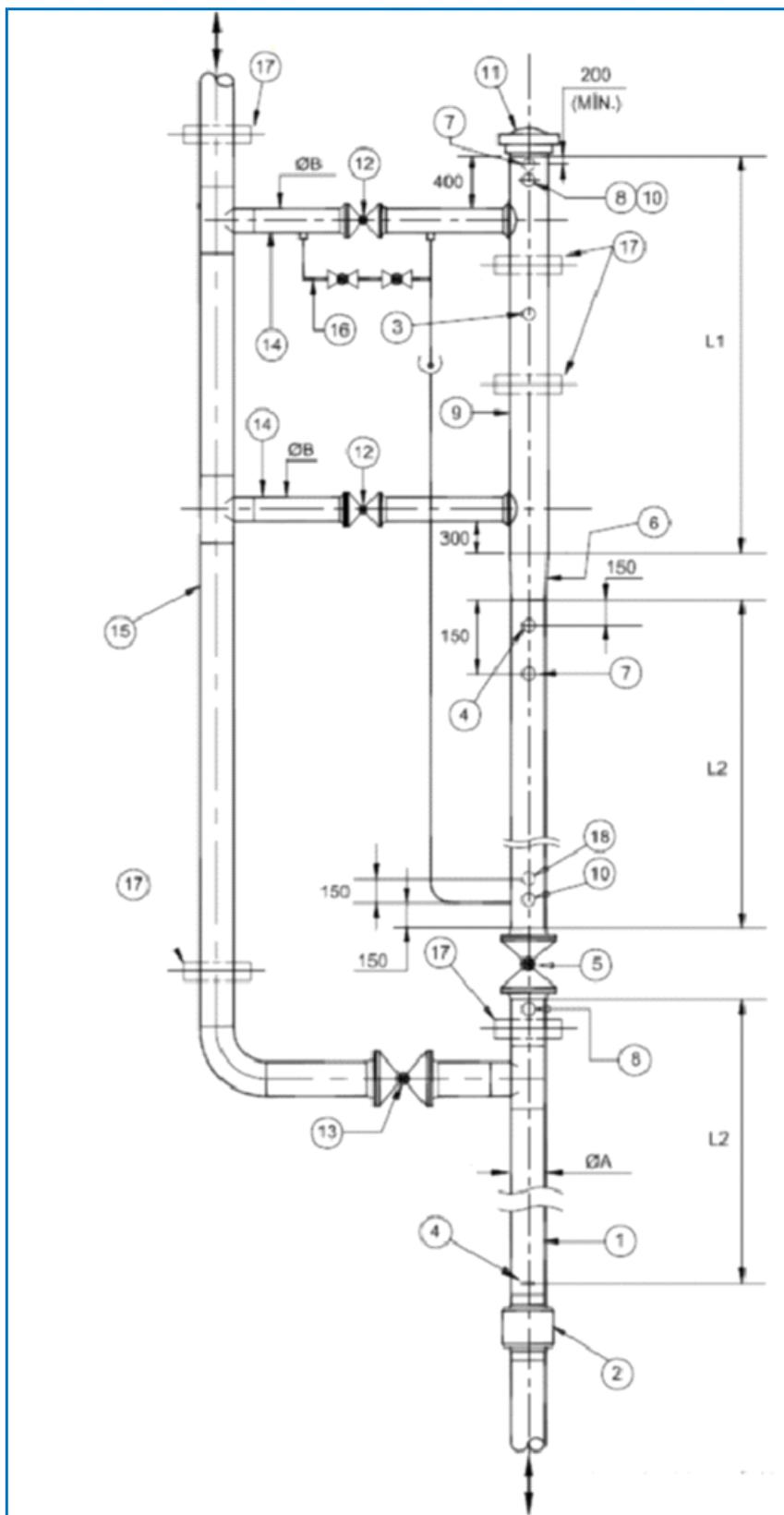


Figura II.2-8 - Figura esquemática de um lançador e receptor de pigs.

**Tabela II.2-16 - Lista de Itens da Figura Esquemática do Lançador e Recebedor de Pigs (Figura II.2-8).**

Nº	Item referente
1	Duto ( $\varnothing A$ )
2	Junta de isolamento elétrico
3	Válvula de alívio térmico
4	Indicador de passagem de "pig"
5	Válvula de bloqueio da câmara (passagem plena)
6	Redução
7	Dreno
8	Indicador de Pressão
9	Câmara de lançamento ou recebimento
10	Suspiro
11	Tampão de fecho rápido
12	Válvula de "by-pass"
13	Válvula principal
14	Linha de "by-pass"
15	Linha principal (entrada/saída)
16	Linha de equalização de pressão com válvula
17	Suportes
18	Conexão flangeada

As dimensões das medidas de um típico lançador e recebedor de pigs utilizado nas unidades de produção da PETROBRAS estão indicados na **Tabela II.2-17**.

**Tabela II.2-17 - Dimensões do Lançador Recebedor de Pigs da Figura II.2-8.**

Medida	Dimensões
Nominal $\varnothing A$	6"
L1 - Lançador	1100
L2	1100
L1 - Recebedor	1500
$\varnothing B$	4"
$\varnothing$ Dreno	2"

Este equipamento é formado basicamente por:

- **Cesta:** acessório construído em material não magnético, utilizado durante o lançamento e recebimento de *pigs* com objetivo de suportar o peso do *pig*.

- *Lançador Compartilhado*: sua instalação é destinada ao lançamento de *pigs* em dutos interligados através de *pig diverter* ou acessórios similares.
- *Pig Diverter*: acessório de tubulação para interligar um duto a outros dutos e que permite a seletiva passagem de *pigs*, possibilitando o direcionamento do *pig* ao duto desejado.
- *Recebedor Compartilhado*: sua instalação é destinada ao recebimento de *pigs* em dutos interligados através de “Y” convergente ou acessórios similares.
- *Válvula Through-Conduit*: válvula de passagem plena que não apresenta reentrâncias na sua superfície interna que comprometam a passagem do *pig*.

#### Descrição da instalação e operação do lançador e receptor de pigs

O lançador e receptor de *pigs* será instalado próximo ao *riser balcony*, a bombordo da unidade. O equipamento será interligado aos dutos de serviço e produção, através de conjuntos de válvulas que permitam manobras do equipamento quando necessário.

Para a operação, serão utilizados *pigs multi-size* (constituídos de poliéster de alta resistência química e mecânica) para atender às mudanças de diâmetro entre o duto de serviço e produção, com a finalidade de retirada, principalmente, de incrustações de parafina depositada ao longo do duto de produção de 6”.

O *pig* será inserido no lançador e assim empurrado com diesel marítimo pela linha de serviço de 4” até a ANMH, de onde através de manobras nas válvulas, seguirá pela linha de produção de 6” até a superfície. Uma vez recuperado pelo receptor de *pig*, será realizada a retirada de deposições de parafina, evitando obstruções no duto de produção.

O local de lançamento e recebimento de *pig* será contido e interligado ao sistema de drenagem aberta das áreas classificadas, de modo a evitar vazamento e contaminação da água do mar.

## II.2.4.C - Descrição dos Sistemas de Segurança e de Proteção Ambiental

### II.2.4.C.1 - Sistema de Ancoragem

O sistema de ancoragem propicia os meios para a amarração segura e confiável do FPSO durante o tempo de operação da unidade na área do empreendimento. Este sistema é projetado e testado para operar em condições ambientais extremas (combinação de ventos, ondas e correnteza) sem causar danos aos equipamentos e instalações submarinas no local.

O FPSO será ancorado na área do poço 7-ESP-42H-RJS por meio de 12 linhas de ancoragem na concepção *Taut Leg*, compostas por amarras conectadas a âncoras do tipo estaca torpedo, cravadas no solo marinho. A conexão das linhas no FPSO será realizada através de um conjunto de polias e mordentes instalados na proa e popa do mesmo.

A **Tabela II.2-18** apresenta a composição do sistema de ancoragem do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.

**Tabela II.2-18** - Composição do sistema de ancoragem do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.

Componente	Descrição	Carga de Ruptura
Âncora Estaca Torpedo (tipo)	14.000 kg	490 t
Amarra (tramo de topo + tramo de fundo)	300 m x 120 mm	kN
Cabo de Poliéster	1.200 m	-

O processo de fixação do ponto de ancoragem (estaca torpedo - **Figura II.2-9**) consiste na descida da estaca até uma profundidade calculada, por meio de um cabo de aço conectado no topo da mesma, quando, então, o sistema é liberado, caindo por gravidade. O comprimento da estaca torpedo que penetra no solo marinho, bem como o ângulo de inclinação da mesma são parâmetros a serem monitorados para o aceite da operação.



**Figura II.2-9 - Estaca do tipo torpedo**

A operação de ancoragem do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras será realizada no período total de 72 dias, sendo dividida em 03 (três) fases:

- Fase 1 - Pré-lançamento do ponto de ancoragem, com duração prevista para 28 dias.
- Fase 2 - Complemento das linhas de ancoragem, com duração prevista para 34 dias.
- Fase 3 - *Hook-up* e tensionamento das linhas de ancoragem, com duração prevista para 10 dias.

**Fase (1): Pré-lançamento do ponto de ancoragem:**

Compreende a instalação dos seguintes componentes para cada linha de ancoragem: estaca torpedo, trecho de 60 m da amarra de fundo, placa triangular, manilhas e manilha harpa de espera do gancho KS.

Essa fase será realizada com a utilização de embarcações especializadas em manuseio de componentes de ancoragem, designadas AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*), e de uma embarcação de suporte, designada RSV (*ROV Support Vessel*), para operação do ROV necessário para a realização deste tipo de atividade.

Devido ao cronograma da atividade ainda ser preliminar, não é possível definir, neste momento, quais embarcações serão utilizadas no procedimento de instalação das âncoras do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras. Entretanto, ressalta-se que serão escolhidas unidades pertencentes ao rol de embarcações constantemente utilizadas pelas diversas Unidades Operacionais da PETROBRAS, como por exemplo, as embarcações Maersk Boulder e Far Senior (**Figura II.2-10**), nomeadas neste item, para fins de entendimento, como AHTS-1 e AHTS-2.



**Figura II.2-10** - Foto das embarcações de suporte Maersk Boulder (esq) e Far Senior (dir), que poderão ser utilizadas na instalação da ancoragem do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.

As informações referentes a estas unidades foram encaminhados à CGPEG/DILIC/IBAMA através da Carta UN-BC/SMS/CLA nº 0169/2008, em 30/06/08 solicitando a inclusão destas nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado nas Embarcações do tipo PLSV, DSV, RSV.

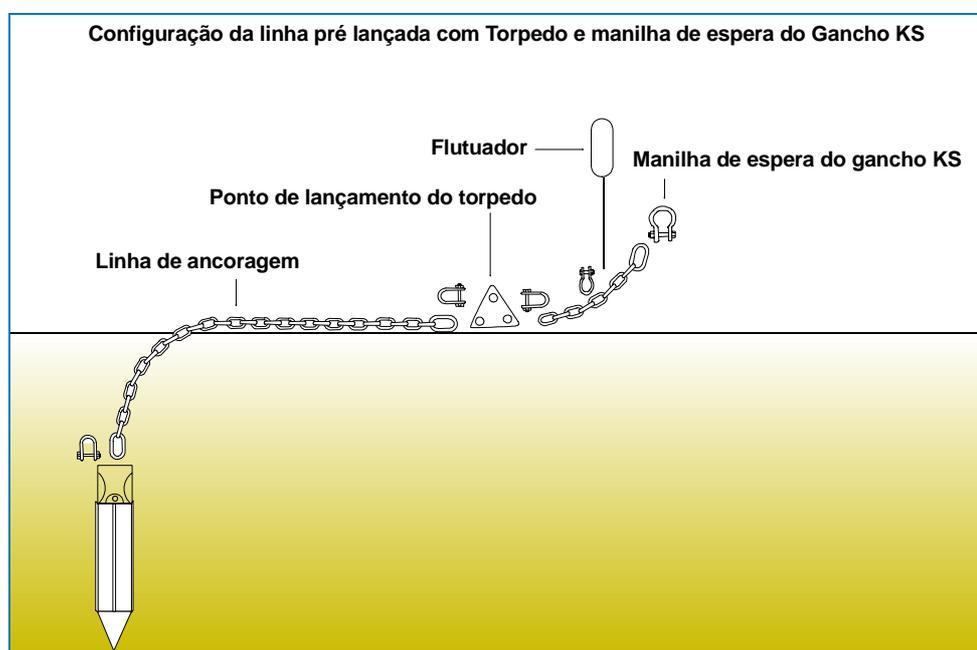
Ao chegar na locação, posiciona-se o AHTS-1 nas coordenadas de lançamento, montam-se os componentes da linha de ancoragem e, em seguida, realiza-se o *overboarding*<sup>1</sup> do torpedo com cabo de aço auxiliar, conforme ilustrado na **Figura II.2-10**. Posicionado o torpedo na altura de tiro adequada, a embarcação libera a queda do torpedo. Os parâmetros da queda e da cravação

<sup>1</sup> Movimentação do torpedo e componentes no convés para posicioná-los fora da embarcação.

são monitorados, pois caso estiverem dentro do esperado, o sistema é abandonado para posterior conexão das amarras; caso contrário, o torpedo é retirado para realização de novo tiro.

O AHTS-2 terá como função armazenar parte dos materiais necessários à operação, repassando-os ao barco lançador, bem como participar do descravamento do torpedo, caso o lançamento seja rejeitado.

A **Figura II.2-11** mostra o esquema de lançamento de estaca tipo torpedo para ancoragem do FPSO.

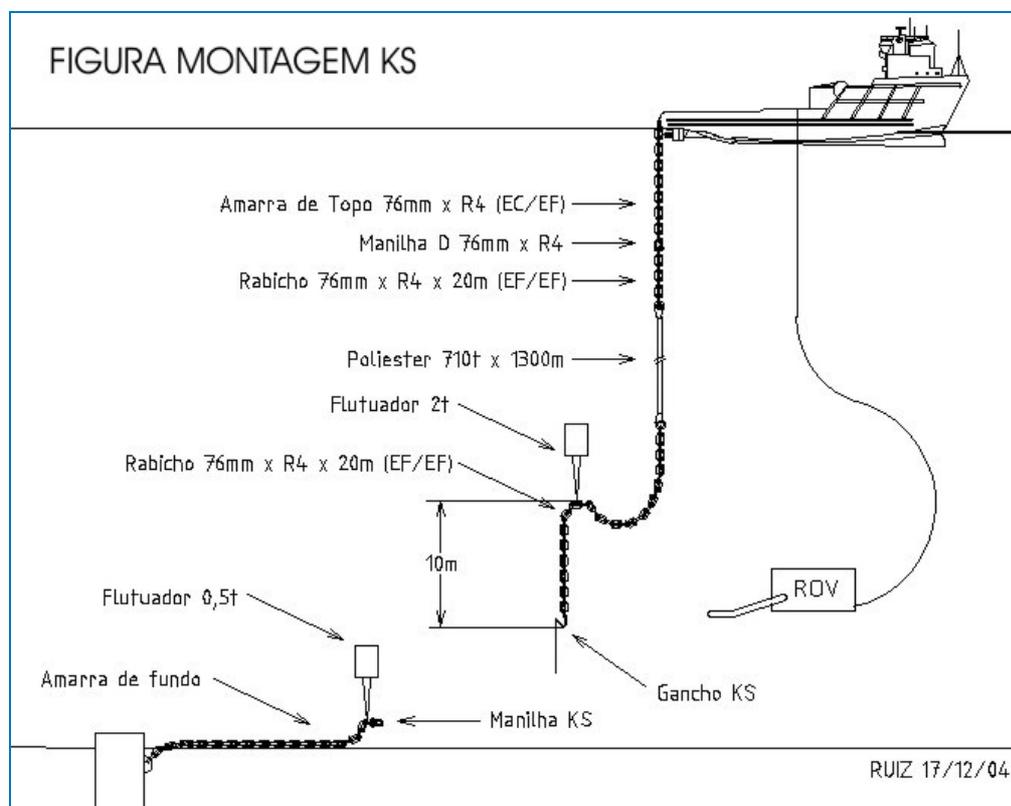


**Figura II.2-11** - Composição do ponto de ancoragem abandonado na Fase 1.

### Fase (2): Complemento das Linhas de Ancoragem:

A Fase 2 compreende a conexão da manilha de espera abandonada na Fase 1 com o gancho KS montado na amarra de fundo, que fica interligada aos cabos intermediários de poliéster. Depois de conectadas, as linhas são abandonadas com uma bóia em volta da locação do FPSO, constituindo o que vem a ser denominado de quadro de bóias.

Na operação são utilizados 02 (dois) AHTS e 01 (um) RSV, contendo a bordo, como materiais principais, os ganchos KS, as amarras de fundo, os cabos de poliéster e as bóias para abandono do sistema. A linha composta pelo gancho KS, amarra de fundo e cabos de poliéster é montada no AHTS que fizer a conexão. A embarcação com a linha montada, conecta o gancho KS na manilha de espera deixada na Fase 1. Após o engate, o AHTS lançador abandona a linha conectada com uma bóia, a qual terá as funções de sustentação do peso da linha e de marcação da posição da mesma (**Figura II.2-12**).



**Figura II.2-12 - Ilustração da Fase 2 da operação de ancoragem.**

Vale ressaltar que as Fases 1 e 2 são realizadas anteriormente à chegada do FPSO na locação.

### Fase (3): Hook-up e tensionamento das linhas de ancoragem:

Com o FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras na locação da área do poço 7-ESP-42H-RJS, inicia-se a atividade de *hook-up*, que consiste na instalação dos

complementos dos componentes do sistema, ou seja, do último cabo de poliéster e amarra de topo, e conexão dessa amarra ao seu respectivo mordente a bordo do FPSO. Após o *hook-up*, as linhas de ancoragem são tensionadas pelos guinchos do FPSO e, alcançando a tensão de projeto, as amarras de topo são travadas em componentes denominados *chain stoppers* (mordentes).

Nesta etapa serão disponibilizados pelo menos 06 (seis) rebocadores, os quais deverão atuar nas atividades de reboque, posicionamento e travamento do FPSO dentro do quadro de bóias. Tais embarcações terão objetivo de limitar a deriva da unidade, realizar a conexão dos sistemas pré-lançados com o FPSO, aplicar o tensionamento das linhas de ancoragem até a tensão de projeto e verificar o travamento das linhas nos mordentes (*chain stoppers*) do FPSO.

No momento em que o FPSO alcançar as proximidades da sua locação, este passará a ser conduzido pelos rebocadores designados para atuação nos procedimentos referentes ao início da Fase 3 da operação de ancoragem. O conjunto se aproximará lentamente da locação final, numa direção que seja favorável às condições ambientais presentes, principalmente as variáveis de vento e corrente.

Após o posicionamento e travamento da unidade, serão repassados do FPSO a embarcação AHTS-1, um cabo mensageiro e um trecho de amarra provisória. Simultaneamente à conexão da amarra de topo à amarra provisória pela embarcação AHTS-1, a AHTS-2 pescará a bóia de marcação e, conseqüentemente, a ponta do sistema de ancoragem lançado na Fase 2, e a conectará ao cabo de poliéster superior (último cabo de poliéster), o qual será lançado na água.

O guincho principal do FPSO recolherá a amarra provisória e parte da amarra de topo até atingir o ponto de travamento no *chain stopper* que corresponder ao valor da tensão de projeto da linha de ancoragem.

Uma embarcação de suporte com ROV (RSV) participará de todas as operações de recuperação e instalação.

**II.2.4.C.2 - Sistema de conexão com as linhas de escoamento**

O sistema de conexão das linhas de escoamento na superfície da UEP será efetuado através suportes fixos localizados no *balcony riser*.

As especificações das linhas e conectores de extremidade (*end-fittings*) a serem adotados nos *bundles* do poço produtor do são apresentadas na **Tabela II.2-19**.

**Tabela II.2-19 - Especificações das linhas e conectores de extremidade.**

Linhas de Produção de 6" do Poço Para o FPSO			
Item	Descrição	Tipo	Especificação
1	Conector de extremidade (UEP/ <i>riser</i> )	Flange	7 1/16" - API 17SS - 5.000 psi - BX-156
2	<i>Riser</i> de produção de 6"		7 1/16" - API 17SS - 5.000 psi - BX-156
3	Conector de extremidade ( <i>riser/flow</i> )	Flange	7 1/16" - API 17SS - 5.000 psi - BX-156
4	<i>Flowline</i> de produção de 6"		7 1/16" - API 17SS - 5.000 psi - BX-156
5	Conector de extremidade ( <i>flow/flow</i> )	Flange	7 1/16" - API 17SS - 5.000 psi - BX-156
Linha de Serviço de 4" do Poço Para o FPSO			
Item	Descrição	Tipo	Especificação
1	Conector de extremidade (UEP/ <i>riser</i> )		4 1/16" - API 17SS - 5.000 psi - BX-155
2	<i>Riser</i> de produção de 4"	Flange	4 1/16" - API 17SS - 5.000 psi - BX-155
3	Conector de extremidade ( <i>riser/flow</i> )	Flange	4 1/16" - API 17SS - 5.000 psi - BX-155
4	<i>Flowline</i> de produção de 4"		4 1/16" - API 17SS - 5.000 psi - BX-155
5	Conector de extremidade ( <i>riser/flow</i> )	Flange	4 1/16" - API 17SS - 5.000 psi - BX-155
Linhas de Umbilical Hidráulico do Poço para o FPSO			
Item	Descrição	Tipo	Especificação
1	Umbilical de 12 funções + CE (UEH 9 x 3/8" X 3 X 1/2" +C.E)		9" - API 6B FF - 2.000 psi - Face Plana
2	Conector de extremidade (UEP)	Flange	9" - API 6B FF - 2.000 psi - Face Plana
3	Conector de extremidade ( <i>flow</i> /ANMH)	Flange	5 1/8" - API 6B - 2.000 psi - Face Plana
Cabo Elétrico de Potência			
Item	Descrição	Tipo	Especificação
1	<i>Electrical cable</i>	3 x 120 mm <sup>2</sup> 6 / 10 kV	5 1/8" API 2000 psi, type 6B, FF.

**II.2.4.C.3 - Sistemas de Detecção, Contenção e Bloqueio de Vazamentos**

Os sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos são apresentados no item **II.2.4.C.5 - Sistemas de Segurança**.

#### **II.2.4.C.4 - Sistemas de Manutenção**

A unidade FPSO possui procedimentos documentados de todas as atividades de manutenção preventiva, preditiva e corretiva dos equipamentos que compõem a unidade.

Os sistemas permitirão a operação e o controle de toda a documentação referente à manutenção, peças de reposição e controle de estoque, integrando as informações *on-line* com os escritórios da base operacional.

#### **II.2.4.C.5 - Sistemas de Segurança**

O Sistema de Segurança e Controle do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras foi desenvolvido com base no API RP 14C (7ª edição, Março de 2001), publicada pelo *American Petroleum Institute*, entre outros, que determina os requisitos mínimos de segurança para os sistemas de superfície de unidades de produção marítimas. Faz parte do processo de execução desses tipos de sistema a implementação de uma série de estudos de análise de riscos, como HAZOP (*Hazard and Operability Study* - Análise de Perigos e Operabilidade), que identifica os perigos e os problemas de operacionalidade de uma instalação de processo), e HAZID (*Hazard and Identification Study* - Estudo de Identificação de Perigos), com o objetivo de identificar as escalas de risco que podem ocorrer durante a operação.

O Sistema de Segurança e Controle consiste dos seguintes sistemas integrados:

- Sistema de Gás e Incêndio (SGI)
- Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD)
- *Sistema de Bloqueio de Processo (PSD)*

Fazem parte do Sistema Instrumentado de Segurança (SIS) os equipamentos transmissores, sensores e interruptores manuais, o sistema lógico, as válvulas solenóides de bloqueio e a interface operacional. Todos os elementos do SIS são completamente dissociados dos elementos utilizados no Sistema de Controle de Processamento (SCP), tanto do ponto de vista físico e elétrico.

O sistema foi desenvolvido à prova de falhas e de maneira que o SCP não reinicie automaticamente qualquer equipamento quando o iniciador de bloqueio retorne ao modo normal ou a energia seja restaurada. A energia do SIS é proveniente de 02 (duas) fontes independentes de energia, sendo 01 (uma) sobressalente.

### **Sistema Gás e Incêndio (SGI)**

O Sistema de Gás e Incêndio (SGI) atende a todo o FPSO e foi desenvolvido obedecendo a critérios da certificadora DNV. De uma maneira geral, o SGI compreende o monitoramento de todas as áreas onde misturas explosivas e/ou inflamáveis possam ocorrer.

A detecção desses eventos irá alertar os tripulantes através de sistema público de informação, desencadeando uma série de ações que visam minimizar as consequências do evento. Ações de controle encontradas no SGI possuem interface direta com o Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD) e permitem a evacuação dos tripulantes com segurança.

O SGI possui as seguintes funções:

- Detectar, automaticamente, a presença de fogo ou mistura combustível
- Ativar alarmes visuais e sonoros para aviso de perigo a todos os tripulantes
- Acionar o sistema de dilúvio na área afetada e em áreas adjacentes;
- Ligar o sistema de bloqueio automático para fechar os poços e plantas de processo e utilidades, caso necessário
- Inundar as áreas afetadas com CO<sub>2</sub> de maneira a extinguir o fogo
- Ativar, manualmente, o bloqueio e sistema de proteção de incêndio, caso necessário
- Permitir que a operação seja imediata e exclusiva
- Efetuar extensos diagnósticos de fornecimento de energia e dos circuitos elétricos, devido à perda de energia ou falhas; e

- Alarmar, imediatamente, o painel de controle quando houver detecção de incêndio.

Para isso, o Sistema de Gás e Incêndio (SGI) é composto pelos seguintes elementos:

- Painel central de SGI localizado na sala de controle, que contempla toda a área de processo e recebe informações consolidadas dos sub-painéis localizados em outras áreas do FPSO
- Sub-painel localizado na E-House (abaixo das acomodações, no *main deck*, na popa do FPSO)
- Sub-painel que atende às acomodações localizados na sala de controle
- Estação operadora de interface, localizada na sala de controle
- Dispositivos de detecção de calor, fumaça, gases combustíveis
- Dispositivos sensíveis à radiação infravermelha (IR)
- Alarmes visuais e sonoros.

### **Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD)**

O FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras possui um fluxograma de ações a serem tomadas caso ocorram situações anormais de processo ou emergenciais, que consiste de 04 (quatro) níveis de bloqueio, em ordem crescente de prioridade:

- Nível 1- Bloqueio e abandono do FPSO
- Nível 2 - Bloqueio de algumas ou todas as áreas
- Nível 3 - Bloqueio de processo
- Nível 4 - Bloqueio da unidade.

Os agentes motivadores que determinam o status do FPSO e consequentemente a escolha de 01 (um) dentre os 04 (quatro) níveis de emergência são claramente apresentados no fluxograma.

O ESD tem como função intervir em um processo ou equipamento específico durante uma ocorrência insegura. O sistema é acionado sempre que ocorrer uma situação que possa resultar na formação de atmosfera explosiva (ex.: vazamento de gás) ou presença de fogo, bem como na ocorrência de determinadas condições operacionais (ex.: alta elevação da pressão e nível no Separador de Produção).

Os componentes do Sistema Emergencial de Bloqueio são identificados e documentados de forma a diferenciá-los de outros sistemas, e 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 ESD pode ser acionado manualmente através de botoeiras localizadas na sala de controle, área de processo, área de compressores, heliponto e área de botes salva vidas.

### ***Sistema de Bloqueio de Processo (PSD)***

#### *Sistema de Combate a Incêndio*

O FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras é protegido por sistemas de incêndio localizados em diversas áreas da unidade. Os sistemas localizados no convés principal são do tipo dilúvio, automaticamente ativados por fusíveis ou manualmente na sala de controle. O heliponto e a área de *offloading* são protegidos por sistema fixo de espuma, linha de incêndio e canhão monitor. Já o maquinário existente no FPSO, bem como espaços entre os equipamentos são equipados com extintores fixos de CO<sub>2</sub>.

A **Tabela II.2-20** apresenta os equipamentos referentes ao sistema de combate a incêndio contidos no FPSO.

**Tabela II.2-20 - Equipamentos utilizados no sistema de combate a incêndio.**

Equipamento	Observações
Bomba de incêndio #1	750 m <sup>3</sup> /h com 126 mca de head e 11 bar na elevação deck de processo
Bomba de incêndio #2	750 m <sup>3</sup> /h com 126 mca de head e 11 bar na elevação deck de processo
Bomba <i>jockey</i>	50 m <sup>3</sup> /h com 120 mca de head
Equipamento de CO <sub>2</sub>	Distribuídos na sala de máquinas, sala de bombas, etc.

As 02 (duas) bombas de incêndio (bombas hidráulicas com motores a diesel) compreendidas pelo sistema estão localizadas na popa e na proa do FPSO, ambas na elevação do *main deck*. Cada uma das bombas possui capacidade para atender a 100% da demanda requerida na unidade.

Conforme os equipamentos utilizados, o Sistema de Combate a Incêndio pode ser subdividido nos seguintes sistemas: água, sistema de espuma, sistema de CO<sub>2</sub> de combate a incêndio, e extintores portáteis.

#### Sistema de Combate a Incêndio - Sistema de Água

O sistema de água é composto por um sistema de rede plug-fusível e um sistema de anel de incêndio.

O sistema de rede de plug-fusível consiste em manter uma rede de tubo inox de diâmetro de 3/8" pressurizada com ar e com a presença de sensores plug-fusível presentes ao longo de toda a sua extensão. Uma vez rompidos estes fusíveis pela presença de fogo ou devido ao aumento elevado da temperatura, ocorrerá a depressurização dessa rede. Na sequência, o pressostato presente na linha de ar comprimido que atende aos fusíveis *plugs* enviará uma sinal digital para a abertura da Válvula de Dilúvio (ADV) para o local correspondente à ocorrência. As bombas de incêndio são acionadas imediatamente, alimentando com água a rede de dilúvio correspondente. A área de abrangência desse sistema consiste da planta de processo, da área de produtos químicos e do *Flare*.

O sistema de anel de incêndio é mantido pressurizado pela bomba *jockey*, sendo alimentado pelas bombas de incêndio, e abrange toda a embarcação. O acionamento é realizado manualmente pelo operador da área ou automaticamente pelo sistema DELTA V SIS, após a atuação de fusíveis / sensores de fogo ou gás.

A água para combate a incêndio da área de *topside* e do casco será proveniente de um sistema dedicado com 02 (duas) bombas de incêndio independentes, dimensionadas para atender a 100% do pior cenário de incêndio previsto para a unidade. Como as bombas são acionadas por motores a diesel independentes, caso haja perda de energia o funcionamento destas não será afetado.

O FPSO também possui estações com hidrantes e mangueiras de incêndio, que além de atenderem a embarcação, deverão atender ao heliponto e aos módulos da área de *topside*.

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 fogo. Este sistema deverá ser imediatamente acionado sempre que percebido foco de incêndio na área e está previsto para atender às seguintes áreas:

- *Risers e manifolds* de superfície
- Trocadores de calor
- Separadores de produção (1º e 2º estágio), tanque de dreno fechado
- Tanques de produtos químicos e bombas.

#### Sistema de Combate a Incêndio - Sistema de Espuma

O FPSO possui um sistema de espuma nas áreas do heliponto e na área dos tanques e é dotado de Sistema de Líquido Gerador de Espuma (LGE), que alimenta 08 (oito) canhões para atendimento ao heliponto, convés principal e acomodações.

Caso necessário, o sistema é acionado pela sala de controle através de uma abertura que interliga o anel de incêndio com o LGE no interior do vaso pressurizado. O princípio de funcionamento do sistema baseia-se na alimentação do canhão a ser acionado pelo tubo *venturi* (tubo de arraste).

### Sistema de Combate a Incêndio - Sistema de CO<sub>2</sub> de Combate a Incêndio

Sistemas de CO<sub>2</sub> serão disponibilizados para combate a incêndio na sala de máquinas, de bombas e gerador de emergência. Estas áreas serão dotadas de alarmes para permitir a evacuação das pessoas do local antes do acionamento do sistema de CO<sub>2</sub>.

Em caso de necessidade, este sistema somente poderá ser acionado manualmente (através de botoeiras distribuídas pelos diversos pontos da unidade) 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 a unidade.

### Sistema de Combate a Incêndio - Extintores Portáteis de Incêndio

A PETROBRAS afirma que os extintores de incêndio estarão dispostos nos pontos específicos da unidade marítima, de acordo com a legislação brasileira pertinente.

### **Recursos de Abandono, Fuga e Resgate**

Os recursos de abandono, fuga e resgate tem o propósito de prover condições seguras de escape para todos a bordo do FPSO a partir de helicóptero, baleeiras e botes salva-vidas.

O FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras conta com 02 (duas) baleeiras com capacidade para 60 pessoas cada, 02 (duas) balsas de resgate com capacidade de 35 pessoas cada e 01 (um) bote para resgate de homem ao mar com capacidade para 06 (seis) pessoas.

### **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 o FPSO ou requerer resgate de pessoas feridas. Estão previstos 02 (dois) Sistemas de Comunicação a bordo do FPSO: Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes e Sistema de Radiocomunicações e Sistema GMDSS.

### Sistema de Comunicação - Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes

Constituído de transdutores sonoro (cornetas, alto-falantes, etc.) instalados em todas as áreas da unidade *offshore*, o Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes permite a emissão de Chamadas e Avisos em alta-voz, acompanhados, quando necessário, por alarmes de emergência específicos (Emergência e Abandono da Unidade). O funcionamento desses 02 (dois) alarmes é gerenciado remotamente pelo Sistema ECOS (Estação Central de Supervisão e Operação) da unidade que, através de conexão com o Sistema de Intercomunicação em pauta, aciona automaticamente o respectivo sinal de alarme. Nas áreas com ruído, as chamadas e os alarmes são acompanhados de sinalização visual, provida através do uso de lâmpadas de estado na cor branca/cristal. Os avisos de emergência tem prioridade máxima durante o soar de um tom de alarme. Deste modo, quando emitidos a bordo em um mesmo momento em que outro alarme já estiver em curso, o nível sonoro deste outro alarme é silenciado automaticamente.

Vale ressaltar que o Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes é mantido por uma fonte ininterrupta de energia (UPS - *Uninterrupted Power Supply*) e que os cabos da rede são resistentes a fogo, não contribuindo para a sua propagação.

### Sistema de Comunicação - Sistema de Radiocomunicações e Sistema GMDSS

Constituídos de transceptores para radiocomunicação em diversas faixas de frequências (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 são mantidos por fontes independentes e sistema de baterias exclusivo, estando conectados a fontes ininterruptas de energia (UPS - *Uninterrupted Power Supply*).

No caso de uma emergência a bordo, os serviços de resgate e os escritórios da PETROBRAS em Macaé deverão ser alertados a partir da sala de rádio das

unidades, via telefone e rádio VHF, conforme as instruções a serem fornecidas pelo Gerente da Plataforma. Dentre as informações a serem transmitidas, deverão estar inclusas: características do incidente, serviços de transporte aéreo e embarcações a serem acionadas. O processo de comunicação também deverá 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.

#### **II.2.4.C.6 - Sistemas de Medição e Monitoramento**

A medição de fluidos seguirá o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP (Portaria Conjunta nº 01, de 2000 - ANP/INMETRO) conforme disposto abaixo, na **Tabela II.2-21**.

**Tabela II.2-21 - Medição de fluidos segundo o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP**

Tipo de Medição	Tipo de Medidor	Grau de incerteza
Medições Fiscais de Óleo	Ultrassônicos	< 0,2%
Medições de Apropriação de Óleo	Deslocamento Positivo, Turbina ou Mássico	< 0,6%
Medições Fiscais de Gás	Placa de Orifício ou Ultrassônico	< 1,5%
Medições de Apropriação de Gás	Placa de Orifício ou Ultrassônico	< 2,0%
Medições Operacionais de Gás	Placa de Orifício ou Ultrassônico	< 3,0%
Medições de Água	Magnético	< 1,0%

#### II.2.4.C.7 - Sistemas de Geração de Energia de Emergência

Além dos 03 (três) turbo geradores biocombustível e do 02 (dois) geradores auxiliares a diesel, o FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras possui um sistema de geração de energia de emergência composto por 01 (um) gerador a diesel de 572 KW, localizado em uma sala específica no convés superior, com ventilação adequada. O suprimento de combustível é realizado por um tanque de diesel, disposto em uma sala anexa a do gerador de emergência.

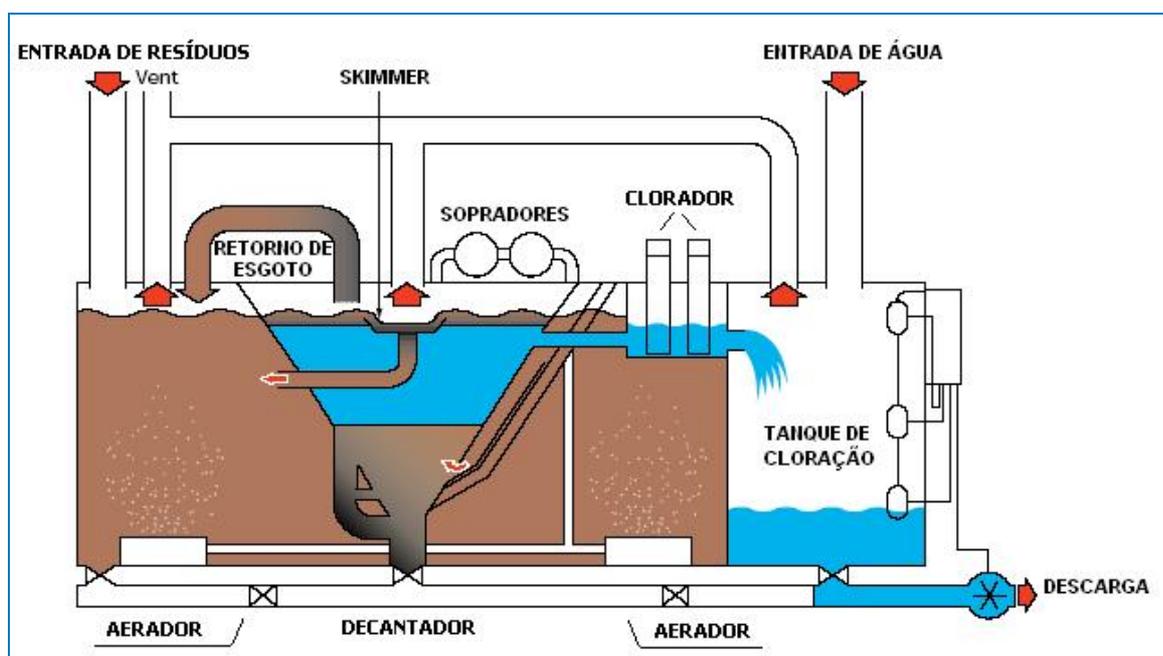
O sistema de geração de emergência opera independentemente do sistema principal, e atende aos seguintes equipamentos da UEP:

- Painel de luz de emergência, localizado no *deck* superior
- Carregadores de bateria para os geradores de emergência
- Carregador de bateria para bomba de incêndio primária
- Luzes do heliponto
- Equipamentos de navegação (*Nav equipment*)
- Área do *deck* principal
- Sala de máquinas
- Painel de controle de energia
- Acomodações

## II.2.4.C.8 - Sistema de Coleta, Tratamento e Descarte de Fluidos

### Efluentes sanitários

Os efluentes sanitários gerados na unidade (águas negras), juntamente com os efluentes oriundos da cozinha (após passagem pela caixa de gordura) serão coletados em tanque específico e encaminhados para a estação de tratamento de esgoto (ETE) do FPSO. Em linhas gerais, essa unidade é composta por 01 (um) tanque de aeração, 01 (um) tanque de decantação e 01 (um) tanque de desinfecção por cloro, caracterizando um processo de tratamento do tipo biológico (**Figura II.2-13**). O sistema compreende 01 (uma) bomba de descarga, 01 (um) macerador e 01 (um) painel de controle local.



**Figura II.2-13** - Desenho esquemático da Unidade de Tratamento de Esgoto.

O efluente a ser tratado é recebido no primeiro tanque de aeração, onde sofre a ação de bactérias aeróbicas e outros microorganismos e adição de oxigênio atmosférico pela injeção de ar. O dióxido de carbono resultante da ação das bactérias e microorganismos é liberado para atmosfera através de respiros. Após passar pelo primeiro tanque, o efluente é enviado para o tanque de decantação. Este processo de tratamento ocasiona a geração de lodo no processo de

decantação, que será retirado durante o procedimento de manutenção periódica, e encaminhado para terra para devido tratamento e disposição.

Após a decantação, o efluente recebe a adição de cloro para a finalização do tratamento através de precipitação química. A cloração também ajuda na redução de odores e evita a putrefação do material lodoso que se deposita no fundo dos tanques.

A unidade é do tipo *Hamworthy Super Trident ST6A* e tem capacidade para atender a todos os 63 tripulantes do FPSO. Este modelo de Estação de Tratamento de Esgotos é certificado com base nos requisitos da MARPOL 73/78. O Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Efluentes Sanitários - ISPP foi obtido pelo FPSO desde o início da sua operação, conforme apresentado no **Anexo II.2-1**. Além disso, está previsto o monitoramento do efluente tratado para o acompanhamento do desempenho da ETE, conforme solicitado na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11.

### ***Águas e resíduos de cozinha***

As águas geradas na cozinha passarão por um extrator de gordura antes de serem encaminhadas para o sistema de tratamento de efluentes sanitários. Os resíduos orgânicos (restos alimentares) serão triturados em partículas com tamanho inferior a 25 mm, segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartados ao mar. A estimativa da quantidade de restos alimentares a serem gerados por 60 pessoas (considerando o FPSO com sua capacidade máxima) é de 24 kg/dia.

### ***Drenagem de conveses e águas oleosas***

O sistema de drenagem do FPSO é composto de drenagem aberta e drenagem fechada. A drenagem fechada é a drenagem proveniente dos equipamentos que manuseiam hidrocarbonetos, sem contato com a atmosfera. Este tipo de drenagem atende aos coletores de hidrocarbonetos líquidos de todos os vasos do processo de produção de óleo e gás, quando a manutenção destes equipamentos é necessária. Os coletores são despressurizados e os resíduos

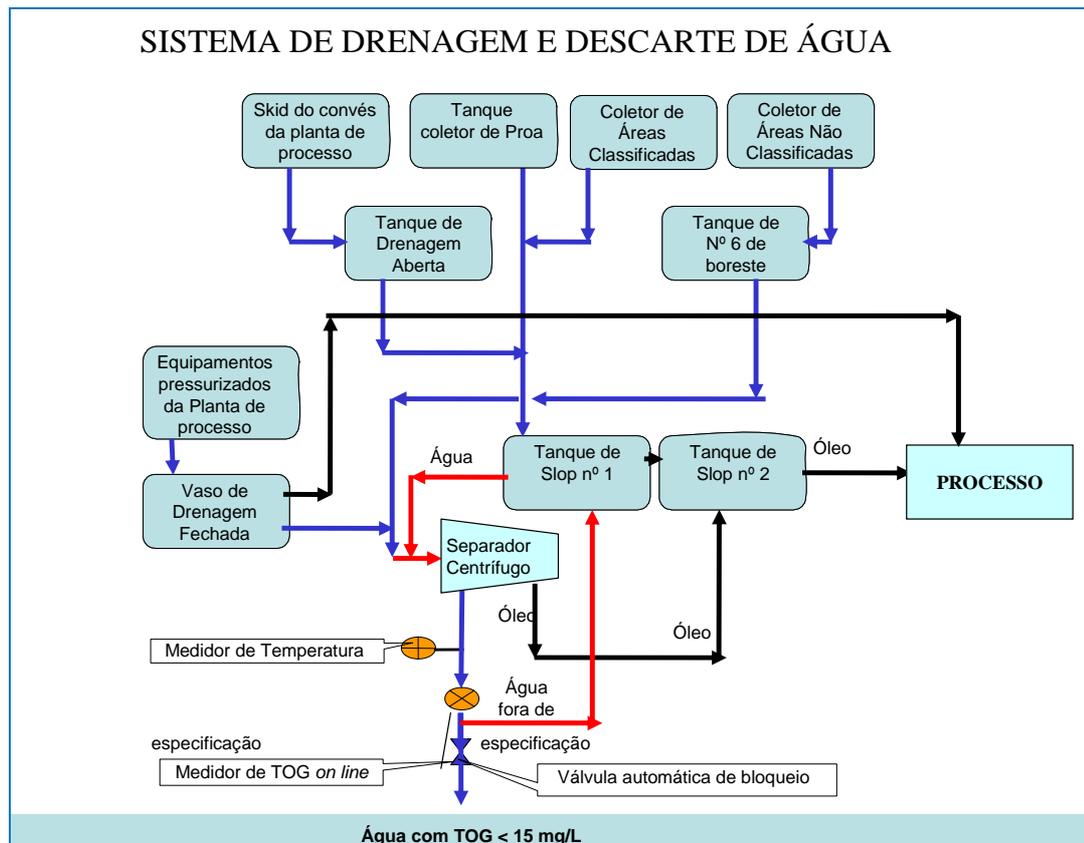
oleosos encaminhados para o tanque de drenagem fechada. Este sistema é composto dos coletores de drenos fechados, vaso de dreno fechado e bomba do sistema de dreno fechado. O óleo retirado deste dreno é reincorporado à planta de processamento. O vaso de drenagem fechada dispõe de bacias de contenção com o objetivo de conter qualquer vazamento.

A drenagem aberta é dividida entre drenagem aberta de áreas não classificadas e classificadas. Enquanto a drenagem das áreas classificadas é proveniente de pisos e bacias de contenção (*skids*) de áreas que possam oferecer risco de contato com atmosferas explosivas ou vazamento de gás, as áreas não classificadas (áreas seguras) não propiciam ao líquido o contato com atmosferas explosivas ou gás e são provenientes de água da chuva e dilúvio.

Os líquidos da drenagem da planta de processo serão direcionados para o Tanque de Drenagem Aberta, que separa líquido do gás e está localizado à boreste e abaixo do módulo de processo. O gás é ventilado para local seguro, enquanto o líquido oleoso segue para o Tanque de *Slop* nº 1. O óleo, após separação, é enviado para o Tanque de *Slop* nº 2 e depois bombeado para a planta de processo. Do Tanque de *Slop* nº 1 a água oleosa é encaminhada para o separador centrífugo e posteriormente monitorada para garantir seu descarte ao mar a uma concentração de 15 ppm, conforme preconizado na Marpol 73/78. Caso o efluente apresente uma concentração acima disso, retorna para o Tanque de *Slop* nº 1. Esta operação é mantida até que o medidor de TOG *online* indique teores de óleo na água a ser descartada abaixo de 15 ppm.

Para a drenagem de áreas seguras (áreas não classificadas), as águas são direcionadas para o Tanque nº 6 de boreste, cujo efluente é encaminhado diretamente para o monitoramento e descarte. Caso o efluente esteja fora das especificações, ou seja, acima de 15 mg/l e/ou 40 °C, o mesmo é direcionado para o Tanque de *Slop* nº 1.

A **Figura II.2-14** apresenta um esquema da drenagem aberta de área classificada e não classificada do FPSO.



**Figura II.2-14** - Esquema de drenagem aberta de áreas não classificadas e classificadas do FPSO.

### **Sistema de Coleta e Destinação de Óleos Sujos**

Os óleos lubrificantes usados, resultantes da manutenção mecânica dos equipamentos e da troca de óleo dos mesmos serão totalmente removidos em tambores metálicos de fechamento hermético, devidamente identificados, e posteriormente desembarcados para a destinação final adequada em terra.

#### **II.2.4.C.9 - Caracterização e Disposição de Rejeitos**

A caracterização e a disposição de rejeitos gerados durante as atividades do TLD no poço 7-ESP-42H-RJS, será descrita no Relatório do Projeto de Controle da Poluição - PCP (item II.7.2), a ser encaminhado à CGPEG/DILIC/IBAMA, conforme Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11.

#### II.2.4.D - Curva Prevista para Produção de Óleo, Água e Gás

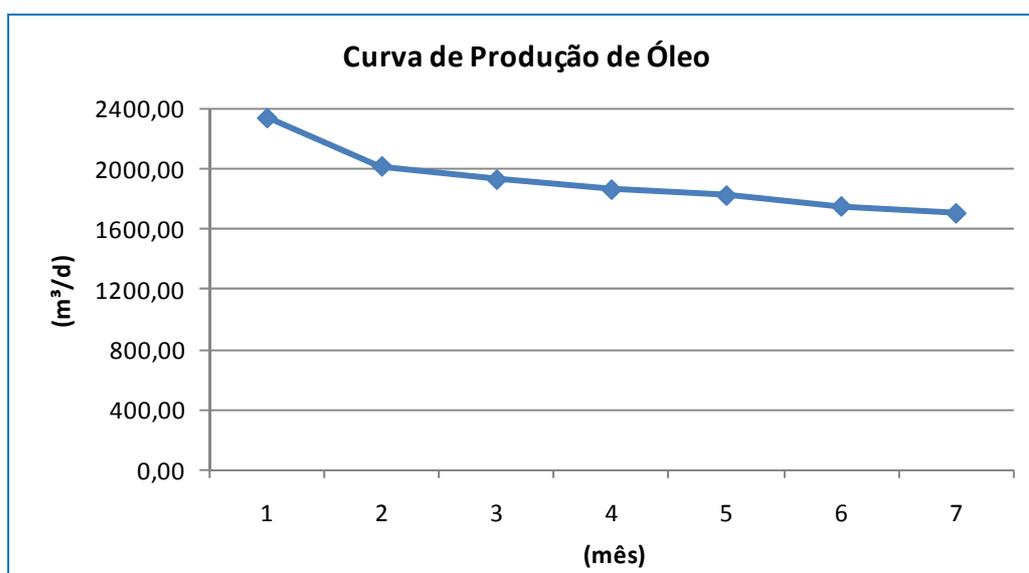
A produção do poço 7-ESP-42H-RJS durante o TLD será do tipo gradual com o pico de produção tanto para óleo quanto para gás previsto para ser atingido no 1º mês. Conforme mencionado anteriormente, não está prevista, para o período de realização do TLD, a produção de água associada ao petróleo a partir do reservatório a ser explorado.

Os indicadores de produção média mensal de óleo e gás previstos para serem atingidos durante o TLD estão apresentados na **Tabela II.2-22**. A **Figura II.2-15** e a **Figura II.2-16** apresentam estas curvas de produção na forma de gráficos.

**Tabela II.2-22** - Produção mensal prevista de óleo e gás para o poço 7-ESP-42H-RJS.

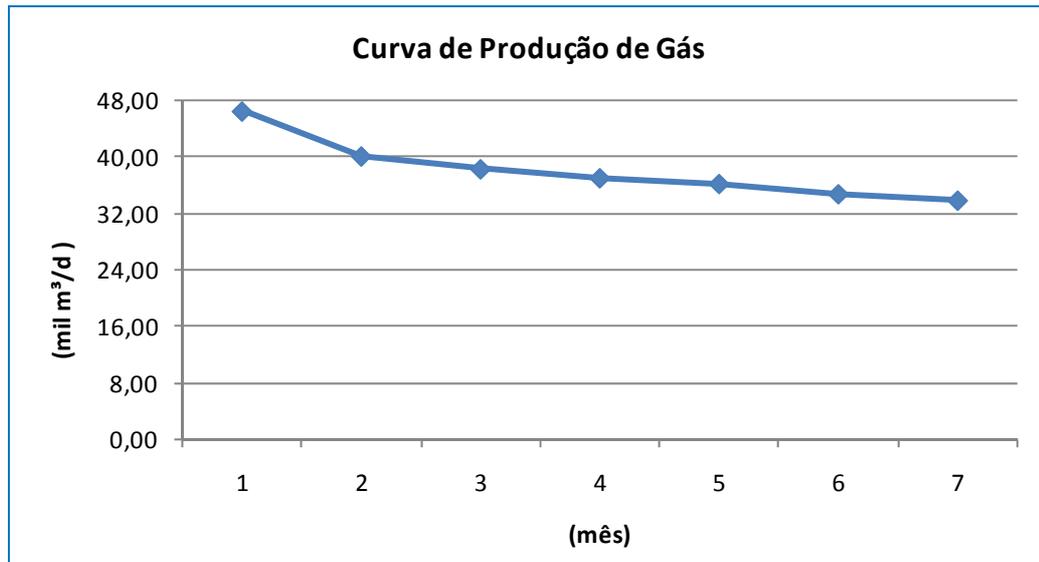
Tempo	Produção prevista	
	Óleo (m³/dia)	Gás (mil m³/dia)
1º mês	2.340,03	46,46
2º mês	2.017,02	40,09
3º mês	1.928,56	38,27
4º mês	1.861,84	37,00
5º mês	1.822,02	36,18
6º mês	1.749,93	34,73
7º mês	1.703,38	33,82

Fonte: PETROBRAS, 2010.



**Figura II.2-15** - Curva de produção prevista de óleo do poço 7-ESP-42H-RJS.

Fonte: PETROBRAS



**Figura II.2-16** - Curva de produção prevista de gás do poço 7-ESP-42H-RJS.

Fonte: PETROBRAS

Ressalta-se que os valores de produção de óleo e gás apresentados na **Tabela II.2-22** foram estimados considerando a utilização de método de elevação artificial (BCSS), que aumenta a produção do poço.

Sem a utilização da bomba centrífuga submersa submarina estima-se que a vazão do poço, por surgência natural, seja em torno de 1.300 m<sup>3</sup>/dia. Para o cálculo desta vazão considerou-se as condições mais favoráveis ao escoamento do fluido: (i) a menor restrição possível ao escoamento (obtido durante a fase de perfuração); (ii) a maior pressão estática do reservatório; (iii) o índice de produtividade esperado para produção do poço após estimulação do reservatório e (iv) a fração de água produzida igual a zero.

#### **II.2.4.E - Descrição das Operações de Intervenção**

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, dentre outros. Deve-se ressaltar que, muitas vezes, faz-se necessário intervir em um poço sem que se saiba 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. Por outro lado, sabe-se que em algum momento 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.

Para efeito de clareza e de organização do descritivo dessas operações, as diversas modalidades de intervenção foram classificadas em 02 (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 abaixo:

Tipos de intervenção	Atividade a ser realizada
Sem a retirada da árvore de natal	Operações com arame e/ou cabo elétrico: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Perfilagens;</li> <li>• Instalação/retirada de acessórios de coluna;</li> <li>• Operações de canhoneio;</li> <li>• Registro de pressão e temperatura;</li> <li>• Amostragem de fundo.</li> </ul> Operações com flexitubo: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Perfilagens;</li> <li>• Instalação/retirada de acessórios de coluna;</li> <li>• Bombeio de solventes e soluções ácidas;</li> <li>• Limpeza de colunas/revestimentos;</li> <li>• Indução de surgência (injeção de N<sub>2</sub>).</li> </ul> Estimulação Mudança de zona produtora ou injetora Conversão de poço
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 ANMH não necessita ser retirada para a desinstalação e reinstalação de coluna de produção.

### **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 seguinte sequência:

- Instalação do equipamento de segurança (*Blowout Preventer* de *workover* - BOPW, 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, conforme descrito a seguir:

- *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)
- *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
- *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
- *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

- *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:

- *Perfilagem*: similar às operações com arame e/ou cabo
- *Instalação / retirada de acessórios da coluna*: similar às operações com arame e/ou cabo
- *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). Dessa forma, caso a operação seja necessária, os solventes e soluções serão submetidos ao órgão ambiental para aprovação
- *Limpeza de colunas/revestimentos*: nessas operações, a extremidade do flexitubo é posicionada próximo 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

- *Indução de surgência (serviços com N<sub>2</sub>):* a injeção de nitrogênio reduz a pressão hidrostática no interior da coluna de produção, permitindo a surgência dos fluidos para fora do poço.

### **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 completação é em 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:

- *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

- *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 às 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;
- *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, a injeção de

soluções ácidas ou solventes 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, 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 co-produção 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 contemplado 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, por exemplo, permitir a indesejável intercomunicação de zonas.

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 02 (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.

Vale ressaltar que os fluidos utilizados nestas operações estão contemplados no Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares.

### Operações de abandono

Como o próprio nome diz, essas operações são realizadas quando se atinge o fim da vida útil de um poço e se decide abandoná-lo. Nesses casos, após a retirada da coluna de perfuração, são instalados os tampões de abandono, em conformidade com a Portaria nº 025/2003 da ANP.

### **Duração das operações de intervenção**

Conforme citado anteriormente, as operações de intervenção em poços de petróleo têm, quase sempre, o caráter de uma manutenção corretiva, em função de queda na produtividade do poço. Tal queda da produtividade, por sua vez, é um sintoma operacional que, em geral, não permite se conhecer a verdadeira causa do problema.

Esse caráter corretivo faz com que, poucas vezes, essas operações possam ser previamente planejadas e, ainda que o sejam, outros problemas poderão ser constatados durante as operações, levando à necessidade de um maior tempo de intervenção.

Em função dessas incertezas, nem sempre é possível uma estimativa confiável de quanto tempo será necessário para se concluir uma operação de intervenção.

No quadro abaixo, estão apresentados valores estimados/médios da duração de operações de intervenção, resultantes da experiência adquirida pela PETROBRAS ao longo de seu período de operação.

Tipos de intervenção	Atividade a ser realizada	Duração prevista das operações
Sem a retirada da árvore de natal	Operações com arame e/ou cabo	10 dias
	Operações com flexitubo	15 dias
Com a retirada da árvore de natal	Substituição de equipamentos do poço	20 dias
	Recompletação	20 dias
	Estimulação / contenção de areia	07 dias
	Correção de cimentação	15 dias
	Abandono	15 dias

#### **II.2.4.F - Descrição do Sistema Submarino**

Para a caracterização dos processos e sistemas submarinos envolvidos nas atividades de desenvolvimento da área do poço 7-ESP-42H-RJS foram destacados como instalações submarinas os seguintes componentes estruturais:

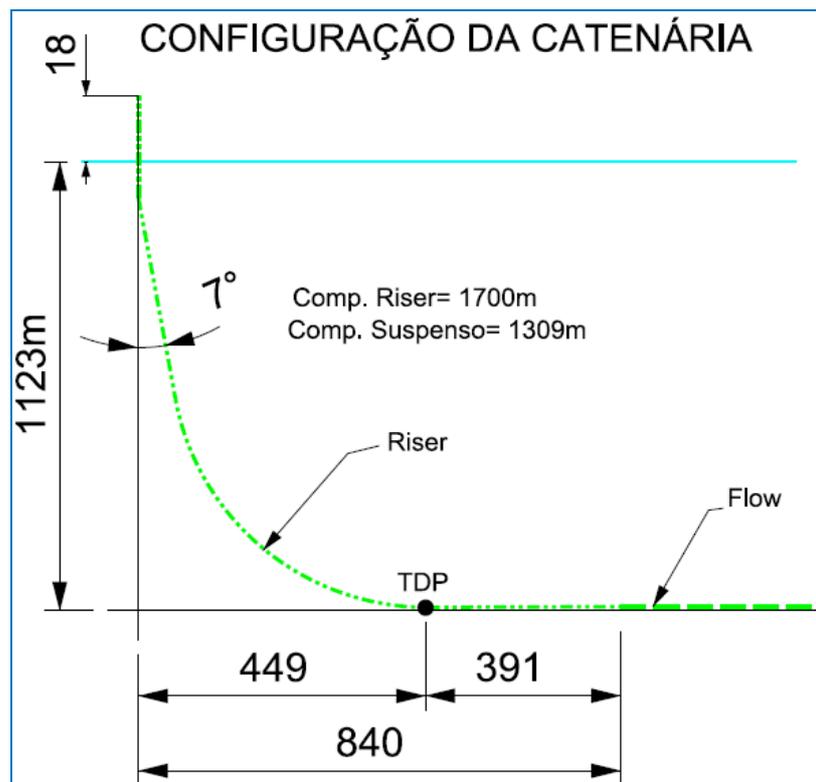
- *Dutos de coleta da produção*: dutos de produção, dutos de serviço (acesso ao anular) e umbilicais de controle e potência
- *Árvore de Natal Molhada Horizontal (ANMH)*.

O arranjo submarino da área do poço 7-ESP-42H-RJS com a disposição das instalações supracitadas pode ser visualizado na **Planta II.2-4** e a descrição detalhada de cada uma delas está apresentada a seguir.

#### **Dutos de Coleta da Produção**

A PETROBRAS, em conjunto com os fornecedores, realizou análises dinâmicas globais de tensão e compressão nas camadas metálicas, e de instalação e fadiga nos dutos flexíveis e umbilicais de controle e potência. Todas as análises foram realizadas considerando as condições operacionais normais e as mais severas, tanto durante a operação como durante a instalação.

Os resultados preliminares destas análises junto com o projeto dos enrijecedores de curvatura, a análise de estabilidade no fundo e as análises da instalação, permitiram concluir que todos os dutos flexíveis, umbilicais de controle e potência poderiam ser interligados ao FPSO em configuração catenária livre, conforme mostra a **Figura II.2-17**.



**Figura II.2-17** - Configuração da catenária livre para a fase do TLD do poço 7-ESP-42H-RJS.

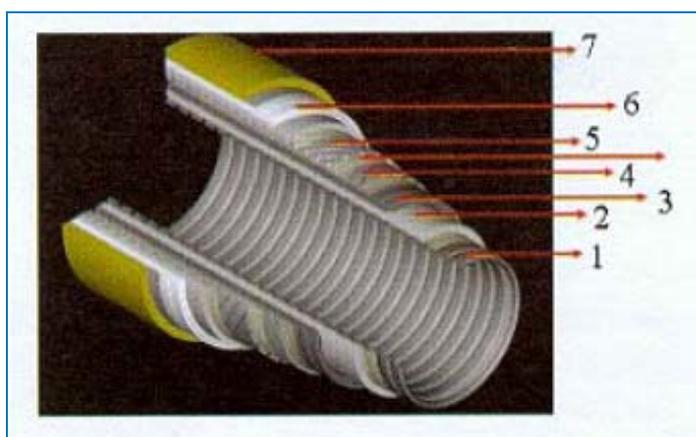
O poço 7-ESP-42H-RJS será interligado ao FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras através de um conjunto (*bundle*) composto de 01 (um) duto de produção, 01 (um) duto de serviço (acesso ao espaço anular do poço), 01 (um) umbilical eletro-hidráulico de controle e 01 (um) cabo elétrico de potência para acionamento da BCSS. Portanto, o FPSO está projetado para receber 04 (quatro) *risers*, sendo 01 (um) para cada integrante do conjunto. A unidade também está equipada para receber as linhas (dutos) de um segundo poço satélite.

Para o sistema de coleta de produção, todos os dutos serão flexíveis e com diâmetros internos de 6", sendo basicamente de 02 (dois) tipos:

- *Flowlines* ou Estáticos (que ficam assentados no fundo do mar)
- *Risers* ou Dinâmicos (que ficam suspensos e fazem a conexão dos *flowlines* com o FPSO).

Esses dutos são 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 *Touch Down Point* (TDP).

A **Figura II.2-18** ilustra de forma esquemática a estrutura de um duto flexível.



Legenda

1. carcaça interna
2. camada plástica interna
3. armadura metálica de pressão
4. armaduras metálicas de tensão
5. camada de fita adesiva
6. camada de fita isolante

**Figura II.2-18** - Estrutura de um duto flexível.

Fonte: Wellstream.

Todos os dutos a serem utilizados possuirão proteção contra incidência de radiação UV e contra o crescimento de microorganismos (por exemplo, bactérias redutoras de sulfato - BRS) em seus interiores. As condições de operação e o peso linear dos dutos do sistema de coleta são apresentados na **Tabela II.2-24** e **Tabela II.2-33**, respectivamente.

**Tabela II.2-23** - Condição de Operação dos dutos do Sistema de Coleta (produção e serviço).

Dutos do Sistema de Coleta	Vazão Máxima (m <sup>3</sup> /dia)	Temperatura de Operação (°C)	Pressão de Operação (psi)
Produção (ID 6" trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i> )	4.000	45 - 120	5.000
Serviço (ID 4" - trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i> )	120	04 - 60	5.000

**Tabela II.2-24** - Peso linear dos dutos do sistema de coleta (no ar e na água do mar).

Linhas do Sistema de Coleta	No Ar Vazia (kgf/m)	No Ar Cheia de Água do Mar (kgf/m)	Na Água do Mar Vazia (kgf/m)	Na água do Mar Cheia de Água do Mar (kgf/m)
Produção ID 6"	119,09	140,05	61,17	81,77
Serviço ID 4"	60,83	69,89	32,74	41,80

Os risers serão guiados, verticalizados e conectados no riser balcony do FPSO através do I-tube inferior localizados no costado de bombordo da unidade. Para a condição de catenária livre, a distância horizontal entre a emenda risers / flowlines e a vertical de conexão dos risers no FPSO serão de 840 m. Já o ponto de contato dos risers com o fundo oceânico (TDP) estará a 449 m distante horizontalmente do FPSO. A interligação do poço produtor do poço 7-ESP-42H-RJS pode ser observada no diagrama unifilar apresentado na **Planta II.2-5**.

#### Dutos de Coleta da Produção - Duto de Produção

A **Tabela II.2-25** apresenta o comprimento do duto de produção a ser utilizado.

**Tabela II.2-25 - Comprimento do duto de produção do poço 7-ESP-42H-RJS.**

Poço	Dutos de produção Comprimento dos Risers: 1.700 m		
	Diâmetro Interno (")	Flowlines (m)	Total (m) Riser + Flowline
7-ESP-42-RJS	6	2.560	4.260

#### Dutos de Coleta da Produção - Linha de Serviço

A **Tabela II.2-26** apresenta os comprimentos dos dutos de serviço a serem utilizados na área do poço 7-ESP-42H-RJS.

**Tabela II.2-26 - Comprimentos dos dutos de serviços.**

Poço	Dutos de Serviço Comprimento dos Risers: 1.700 m		
	Diâmetro Interno (")	Flowlines (m)	Total (m) Riser + Flowline
7-ESP-42H-RJS	4	2.520	4220

É importante ressaltar que as linhas de acesso ao anular serão utilizadas para limpeza quando se fizer necessário.

#### Dutos de Coleta da Produção - Umbilicais de Controle

O umbilical de controle (Umbilical eletro-hidraulico - UEH) a ser utilizado no TLD do poço 7-ESP-42H-RJS consiste de um conjunto de 09 (nove) mangueiras termoplásticas de 3/8" (9H), 03 (três) magueiras HCR (*High Collapse Resistance*) de 1/2" (3HCR) e 03 (três) pares de cabos elétricos de 2,5 mm<sup>2</sup> de seção, integrados em um único encapsulamento (6EC).

Sua principal função é transmitir pressão hidráulica (para operação das válvulas da ANMH), mas também 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 ANMH.

A **Figura II.2-19** apresenta o corte da seção transversal de um umbilical eletro-hidráulico típico para controle de poços de produção.



**Figura II.2-19** - Vista da seção transversal de um Umbilical Eletro-Hidráulico.

Fonte: PETROBRAS.

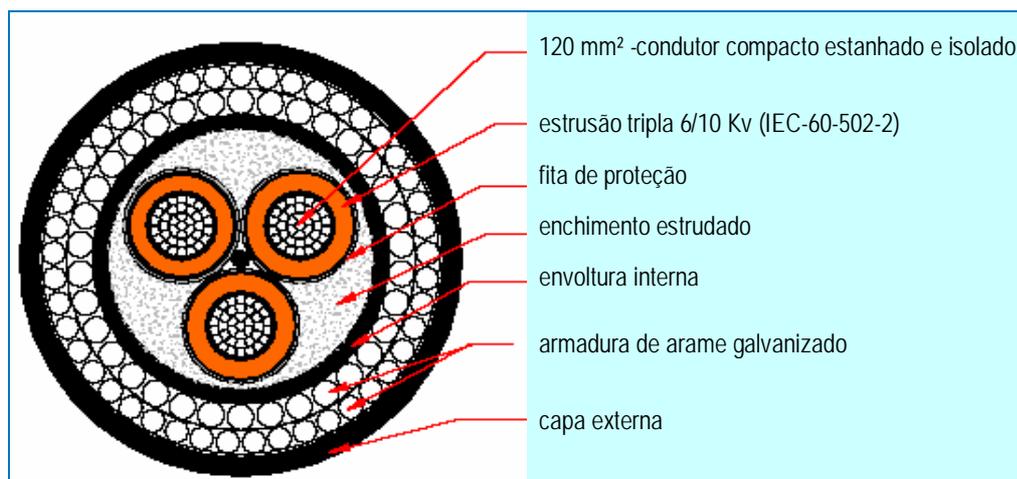
A **Tabela II.2-27** apresenta as funções de controle e os comprimentos dos umbilicais a serem utilizados no poço 7-ESP-42H-RJS.

**Tabela II.2-27** - Funções de controle e comprimentos dos Umbilicais Eletro-Hidráulicos.

Poço	Funções de Controle	Comprimento (m)	
		Trecho Riser	Trecho Flowline
7-ESP-42H-RJS	9H + 3HCR + 3x2CE	4230	(tramo único tipo riser)

### Dutos de Coleta da Produção - Umbilicais de Potência

O umbilical de potência típico consiste de um conjunto de cabos elétricos, integrados em um único cabo para transmitir e receber sinais elétricos necessários para operar e monitorar os motores de acionamento da BCSS do poço 7-ESP-42H-RJS. A **Figura II.2-20** apresenta o corte da seção transversal de um umbilical de potência típico para transmissão e recepção de sinais.



**Figura II.2-20** - Vista da seção transversal de um Umbilical de potência.

Fonte: Pirelli.

Os 03 (três) condutores dos umbilicais de potência são de 120 mm<sup>2</sup> de seção e classe de voltagem 6/10 kV. A **Tabela II.2-28** apresenta os comprimentos dos umbilicais de potência.

**Tabela II.2-28** - Comprimentos do umbilical de potência.

Poço	Comprimento (m)	
	Trecho Riser	Trecho Flowline
7-ESP-42H-RJS	4.200	- (tramo único tipo riser)

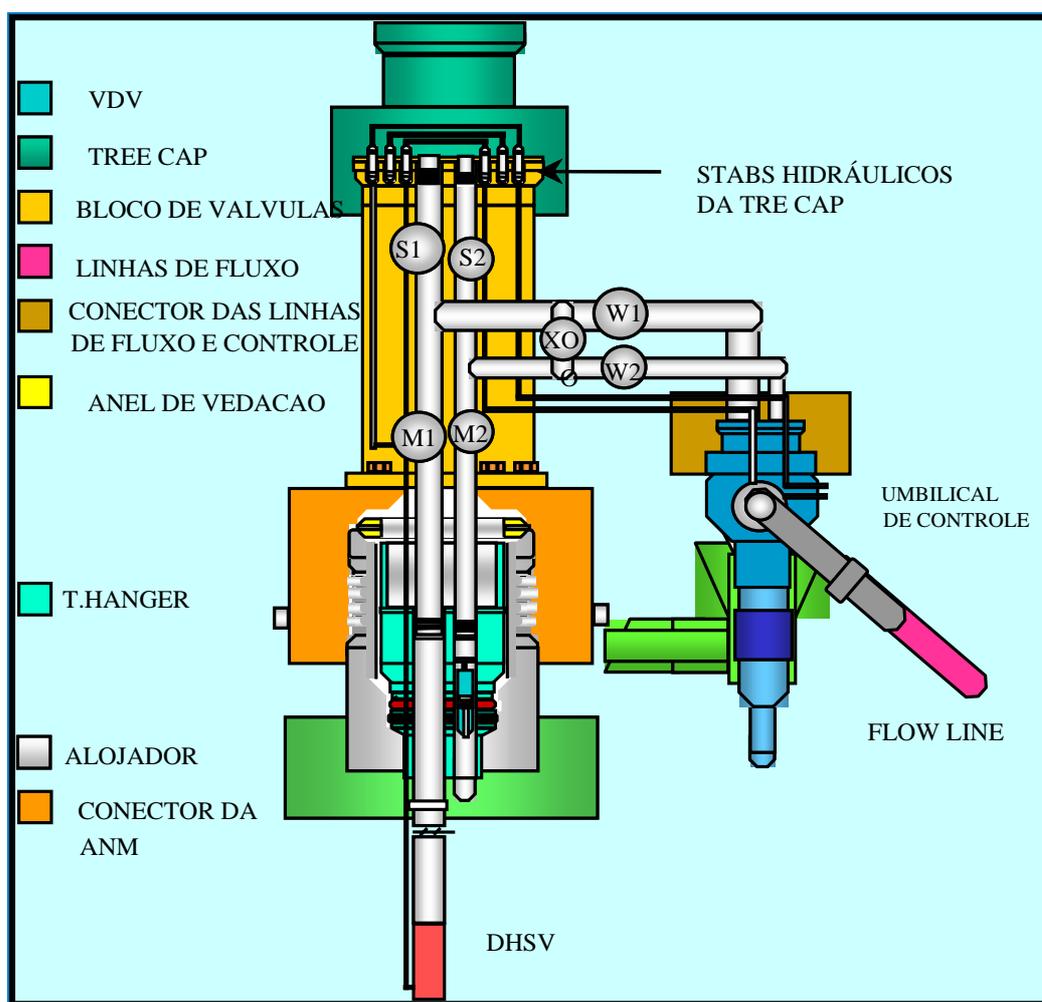
A **Tabela II.2-29** apresenta as principais características do cabo de potência.

**Tabela II.2-29** - Principais características do umbilical de potência.

Parâmetros - Cabo Elétrico	Umbilical - Potência
Potência	0 a 1.200 HP
Voltagem	0 a 5.000 volts DC
Corrente elétrica	0 a 203 A
Frequência, Hz	0 a 75
Classe de Voltagem, kV	6 (fase-terra) / 10 (fase-fase)
Seção do condutor	120 mm <sup>2</sup>
Máxima Profundidade de projeto	1.500 m
Máxima Operação de projeto	1.500 m
Vida útil de projeto	20 anos
Número de condutores	03 unidades
Temperatura a corrente elétrica AC	91 °C

## Árvores de Natal Molhada Horizontal (ANMH)

A ANMH a ser utilizada nas atividades, cujo esquema representativo está apresentado na **Figura II.2-21**, é do Fabricante Cameron, Tipo *Spool Tree*, do Tipo GLL (*Guide Less Line*), Linha de Produção de 6" e Linha de Serviço de 4", 5.000 psi com Metalurgia Especial, projetada para instalação com bomba Elétrica Centrífuga Sub-submersa em poços com lâmina d'água de até 1.500 m.



**Figura II.2-21** - Esquema representativo de uma ANMH.

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.

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.

A conexão da ANMH com as linhas de fluxo, *bundle* hidráulico e linhas elétricas para PDG (*Permanent Downhole Gauge* - sensor de pressão para o fundo do poço) e TPT (Transmissor de Temperatura e pressão) deve ser feita por conexão direta através do PLSV (*Pipe Laying Support Vessel*) após a instalação da ANMH.

Após a conexão do *bundle* (conjunto de mangueiras e cabos) hidráulico, a ANMH com a Capa (*Tree Cap*) instalada pode ser controlada diretamente do FPSO.

O bloco de válvulas de produção é composto por 03 (três) válvulas atuadas hidráulicamente, sendo 02 (duas) de 4 1/16" 5.000 psi e 01 (uma) de 2 1/16" 5.000 psi, designadas respectivamente de M1 (Master de produção), W1 (*Wing* de produção) e XO (*Crossover*). O bloco possui um sistema de compensação do tipo fechado (isolamento água/óleo) composto de 01 (um) acumulador hidráulico de bexiga interna. Na árvore terão 02 (duas) linhas de injeção química:

- IQM - montada a montante da W1 para permitir a injeção de produtos químicos na BCSS através da passagem do tubo de injeção localizado no interior do *tubing hanger* (suporte da coluna), e
- IQJ- montada a jusante da W1.

Ambas as linhas serão isoladas por válvulas gaveta de 1/2" acionada por controle hidráulico. O bloco é flangeado horizontalmente à saída lateral de produção no *spool*.

As válvulas M2 (Master da linha de serviço) e W2 (*Wing* da linha de serviço) apresentam as mesmas características das válvulas M1 e W1, respectivamente, sendo que a sua operação será normalmente fechada, com sua utilização somente em casos de intervenção pela plataforma. As demais válvulas da árvore (S1, S2, AI) são utilizadas somente para a intervenção com sonda no poço, e, portanto só podem ser acionadas pela sonda que estiver realizando operações de acesso ao interior do poço.

A parte inferior da ANMH é provida de um conector hidráulico de 16  $\frac{3}{4}$ " para perfil do tipo H4, com utilização de anel VX, para uma pressão de trabalho de 5.000 psi conforme Norma API 17D. Cilindros hidráulicos permitem a atuação uniforme do conector e o travamento é feito por "Dogs" acionados por anel.

Para o caso de falha do sistema hidráulico existem 04 (quatro) hastes de destravamento ligadas ao anel atuador do conector que podem ser acessadas por uma ferramenta de destravamento mecânico. Dessa forma, torna-se possível o destravamento do mesmo sem o uso da pressão hidráulica.

Na estrutura da ANMH são montados 02 (dois) conjuntos de *stabs* múltiplos fêmea para interfacear com conjuntos de *stabs* múltiplos macho da Capa da ANMH ou das Ferramentas de instalação.

A ANMH possui ainda um painel para ROV com receptáculos padronizados para válvulas que possibilitam o acesso a diversas funções hidráulicas.

### Sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos

Para garantia da segurança, todas as linhas de escoamento de óleo possuem transmissores que permitem o monitoramento e o registro constante das suas pressões de operação. Há 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 do FPSO. O sistema de coleta e escoamento possui ainda Válvulas de Fechamento de Emergência (ESDVs), que fecham automaticamente, caso sejam registrados parâmetros fora dos limites de operação. Em caso de pressão muito baixa, por exemplo, as ESDVs são fechadas pela atuação das chaves de pressão muito baixa (PSLL). Desta forma, em caso de vazamentos, o fluxo é imediatamente interrompido.

Além disso, o poço produtor de óleo estará interligado ao umbilical responsável pelo comando eletro-hidráulico das válvulas da Árvore de Natal Molhada Horizontal (ANMH), que é o equipamento de cabeça de poço onde residem as válvulas que permitem as manobras operacionais. Essas são

acionadas remotamente via o umbilical, permitindo assim o controle operacional do poço. Em caso de pressão muito baixa, também se fecham automaticamente as válvulas da árvore de natal do poço 7-ESP-42H-RJS. Desta forma, em caso de vazamentos, o fluxo é imediatamente interrompido.

Detalhes sobre os sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos são apresentados no item de **II.2.4.C.5 - Sistemas de Segurança**.

### **II.2.4.G - Descrição das Operações de Instalação**

#### **Ancoragem da Unidade de Produção**

Conforme exposto anteriormente, o FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras será ancorado na locação do poço 7-ESP-42H-RJS por meio de um sistema do tipo *Spread Mooring*. A descrição da instalação do sistema de ancoragem da unidade está apresentada no **subitem II.2.4.C.1** desta seção.

#### **Instalação do Sistema de Coleta da Produção**

A operação de interligação do sistema de coleta e produção compreende a interligação do poço produtor de óleo 7-ESP-42H-RJS ao FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.

A ANMH deste poço será interligada diretamente ao FPSO. Neste caso, a ANMH é do tipo *Diver Less - Guide Line Less*, ou seja, não necessita de mergulho para conexão e desconexão dos dutos, a qual será operada pelo FPSO através de linhas de controle (umbilical eletro-hidráulico) ou por ROV (veículo de operação remota).

Para viabilizar as operações de conexão/desconexão na ANMH 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, cabo elétrico de potência e umbilical de controle serão montados nos flanges de conexão e posicionados no

deck da 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 flanges, que descerão ao mar com a ajuda do guincho da PLSV, as 02 (duas) extremidades dos dutos serão conectadas: uma à ANMH do poço 7-ESP-42H-RJS e a outra ao FPSO. Os últimos testes de estanqueidade serão realizados com todos os dutos já interligados.

A descrição de cada etapa de interligação do sistema de coleta e produção está apresentada a seguir.

### Carregamento em Vitória

A embarcação de lançamento terá uma base de apoio localizada na cidade de Vitória (Base de Apoio 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 01 (um) dia.

Após o carregamento, o PLSV encaminhará os dutos ao local de lançamento (a área do poço 7-ESP-42H-RJS).

### Navegação para a área do poço 7-ESP-42H-RJS

Ao longo do traslado para a área do poço 7-ESP-42H-RJS serão ainda realizadas as seguintes atividades:

- 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.

A execução destas atividades está prevista para durar 02 (dois) dias.

### Trabalhos Preliminares

Na chegada do navio em campo as seguintes atividades serão realizadas:

- Verificação do sistema de posicionamento dinâmico do navio 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
- 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.

Para execução destes trabalhos está prevista a duração de 01 (um) dia.

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, as quais deverão ser verificadas antes do início da operação de lançamento.

### Lançamento em direção ao FPSO

Para o lançamento dos dutos serão verificadas as coordenadas do FPSO e do poço a ser interligado. De posse destes dados, iniciará a 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 de fábrica do 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 para interligação do FPSO ao poço. Estas conexões intermediárias dos dutos flexíveis serão testadas a bordo do PLSV com nitrogênio para comprovar a integridade das mesmas.

Com o mesmo objetivo de comprovar a integridade, as conexões intermediárias dos umbilicais serão sujeitas a um teste de pressão, que deverá durar 02 (dois) dias.

O PLSV lançará os dutos de produção, serviço, umbilical de potência e umbilical de controle do poço 7-ESP-42H-RJS, conforme a rota vistoriada, posicionando uma das extremidades próximas à ANMH para futura conexão com mergulho e a outra extremidade em direção ao FPSO para conexão (*Pull-in*).

#### Conexão dos dutos do poço 7-ESP-42H-RJS a ANMH

Realizada pelo PLSV, esta atividade é conhecida como conexão vertical direta (CVD), sendo auxiliada pelo ROV. Consiste na conexão das extremidades dos dutos de produção, serviço, umbilical de potência e umbilical de controle à ANMH do poço 7-ESP-42H-RJS. A integração de todas as linhas terá a duração de 15 dias.

#### Conexão do Riser ao FPSO (*Pull-in*)

Esta atividade se refere à conexão dos dutos no FPSO. Como regra geral, a conexão (*pull-in*) dos dutos flexíveis será feita com a primeira extremidade na ANMH do poço e a segunda extremidade no FPSO.

No término do lançamento, a extremidade final do trecho *riser* do duto flexível será preparada para conexão ao FPSO. O navio PLSV aproxima-se do FPSO em preparação para transferência do *riser*. Em seguida, transfere-se o cabo principal (cabo de *pull-in*) do FPSO 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* do FPSO. Após a transferência do *riser* para o cabo do FPSO, 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 do FPSO. Para execução desta atividade está prevista a duração de 01 (um) dia.

### Trabalhos Complementares

Após o *pull-in* dos *risers* ao FPSO, é 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 03 (três) dias.

### **II.2.4.H - Medidas Para Minimizar os Riscos nas Operações de Instalação**

São apresentados, a seguir, todos os procedimentos que visam minimizar os riscos inerentes às operações de instalação anteriormente descritas.

### **Procedimentos de Reconhecimento e Escolha de Locações**

Os procedimentos de reconhecimento e escolha de locações empregados durante a fase de lançamento das linhas utilizadas no escoamento de óleo e gás da área do poço 7-ESP-42H-RJS 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. Tais 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. Para a área do poço 7-ESP-42H-RJS, será executado um estudo geotécnico complementar da área apresentando dados de propriedade do solo e análise de estabilidade do maciço local.

A segunda avaliação a ser feita 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. Havendo obstáculos que ofereçam risco significativo, são avaliadas novas posições de projeto para os equipamentos, de modo a minimizar o risco das instalações submarinas.

### ***Lançamento, Amarração e Ancoragem das Linhas de Escoamento***

Segundo estudos de estabilidade do piso marinho na Área de Espadarte realizados pela PETROBRAS, o risco geológico nas áreas onde serão lançados os dutos do poço 7-ESP-42H-RJS é baixo. A avaliação das áreas susceptíveis a deslizamentos indica um fator de segurança de solo superior a 1,50, implicando numa classe 4 de estabilidade do solo, ou seja: “Carregamentos externos significativos são necessários para promover a instabilidade.” A instalação de dutos nesta área encontra suporte nas diretrizes da ABNT NBR 11682:2009.

O procedimento de instalação de dutos prevê a ancoragem das linhas apenas na conexão *riser-flow* próximo ao trecho suspenso do duto. Esta ancoragem é utilizada apenas como uma segurança para que o peso da catenária não arraste os dutos em direção à UEP. Para isso são realizados os seguintes procedimentos:

- a) Vistoria de Rota de Lançamento
- b) Conexão Vertical Direta (CVD) de primeira extremidade
- c) Lançamento das linhas
- d) Ancoragem da conexão *riser-flow*
- e) *Pull-in* de segunda extremidade
- f) Teste de estanqueidade das linhas

## ***Vistoria de Rota de Lançamento***

A vistoria da rota de lançamento é realizada com o auxílio de um ROV para fins de inspeção submarina, com a função de registrar informações que irão identificar a melhor trajetória a ser utilizada no lançamento e assentamento dos dutos no fundo do mar.

## ***Conexão vertical direta (CVD) de primeira extremidade***

O lançamento das linhas inicia-se com a conexão vertical direta da linha à ANM.

Com as linhas no convés do PLSV, o modulo de conexão vertical (MCV) é instalado na extremidade das linhas. O MCV tem a finalidade de permitir o acoplamento entre as linhas e a ANM, garantindo a estanqueidade do conjunto. Após a instalação deste equipamento, é realizado teste de estanqueidade utilizando nitrogênio. Caso não seja constatada a estanqueidade, o equipamento é desmontado, reparado e montado novamente, até que o resultado seja positivo.

A extremidade das linhas conectada ao MCV é lançada ao mar e conduzida até o fundo. A ANM possui uma espera (*Hub* do MCV) na qual o MCV é acoplado. Após o acoplamento é realizado um novo teste de estanqueidade com nitrogênio, com auxílio do ROV, desta vez testando a estanqueidade do acoplamento entre o MCV e o equipamento submarino. Da mesma forma, a operação só é considerada bem sucedida mediante ao resultado positivo do teste.

Ao final da conexão vertical direta, inicia-se o lançamento das linhas na trajetória definida.

## ***Lançamento das linhas***

As linhas são lançadas pelo PLSV na trajetória definida pelo projeto, previamente inspecionada. O lançamento é realizado com as linhas preenchidas com água do mar, ou com o fluido hidráulico HW525 no caso de umbilicais.

O PLSV percorre a trajetória de instalação utilizando seus tensionadores para liberar as linhas controladamente à medida que navega. Um ROV acompanha o lançamento das linhas observando o ponto em que as mesmas tocam o solo, de maneira a certificar se estas estão sendo lançadas na trajetória correta.

Como as linhas são compostas por diversos tramos, ao término de cada tramo de linha este é conectado ao tramo subsequente ainda no convés do PLSV. A estanqueidade desta conexão é testada pressurizando-se a conexão com nitrogênio e observando-se a manutenção da pressão.

### ***Ancoragem da conexão riser-flow***

As linhas de produção possuem um trecho estático, que fica repousando no fundo marinho, e um trecho dinâmico, que sofre influência mais severa dos movimentos da UEP e das forças ambientais.

Na conexão entre o trecho estático e o trecho dinâmico é realizada a ancoragem das linhas. Para a ancoragem utiliza-se uma estaca de aproximadamente 400 mm de diâmetro por 10 m de comprimento, a qual é cravada no solo pelo PLSV. As linhas são então amarradas à estaca através de um pequeno trecho de amarra.

### ***Pull-in de segunda extremidade***

Ao final do lançamento das linhas é realizado o *pull-in* das mesmas na UEP, ou seja, o PLSV entrega a extremidade das linhas à UEP.

Após o lançamento, ainda com a extremidade das linhas a bordo, o PLSV se aproxima da UEP na área dos suportes do *riser*. A UEP lança um cabo de aço para o PLSV, que conecta o mesmo à extremidade da linha utilizando uma cabeça de tração. Após esta conexão, o PLSV transborda a linha para a UEP, transferindo carga gradualmente para a unidade. Ao término da transferência de carga, a UEP libera o PLSV e conclui a fixação e as conexões da linha na UEP.

### ***Teste de estanqueidade das linhas***

Uma vez que todas as linhas foram lançadas e o sistema submarino plenamente instalado, é realizado o teste de estanqueidade do sistema, a partir da UEP.

O sistema é preenchido com água do mar e pressurizado até uma pressão mínima de 110% da máxima pressão de operação. Esta pressão deve ser estabilizada e se manter estável durante o período do teste.

Caso o teste não seja bem sucedido, o sistema submarino é reparado e/ou reinstalado, sendo liberado para operação somente após obter sucesso no teste de estanqueidade.

### **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 os obstáculos artificiais 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.

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.

A **Figura II.2-22** ilustra o modelo de ROV a ser utilizado, capaz de auxiliar operações de interligação, intervenção e monitoramento submarinos numa lâmina d'água de até 2.000 m, podendo erguer e transportar cargas de até 05 ton.



**Figura II.2-22** - Foto ilustrativa de veículo de operação remota (ROV) antes de lançamento (à esquerda) e em operação (à direita).

Fonte: [www.rov.org](http://www.rov.org).

#### **II.2.4.1 - Descrição dos Procedimentos para Realização dos Testes de Estanqueidade das Linhas de Escoamento**

O projeto de interligação do poço 7-ESP-42H-RJS 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, serão realizados somente testes de tensão para garantir a continuidade elétrica do umbilical.

Todos os dutos a serem utilizados na interligação já terão sido testados hidrosticamente na BAVIT. Durante a atividade de lançamento serão realizados testes nas conexões intermediárias a bordo da PLSV e o teste final dos dutos será realizado a partir do FPSO. A descrição destes testes está apresentada a seguir.

#### **Testes realizados a bordo da PLSV**

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 da 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. Neste caso, a verificação da estanqueidade é feita pela observação visual da conexão, não havendo a necessidade de 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: o fluido hidráulico específico *Marston Bentley Oceanic* HW 525.

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 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. Conseqüentemente, estas válvulas serão fechadas e a produção do poço interrompida, o que reforça o cuidado em garantir a estanqueidade das conexões destes dutos.

De modo geral, a observação visual somente é aplicável aos testes que envolvam os conectores. Isso porque o tubo flexível fica enrolado na cesta ou no tambor e mesmo que fosse detectado um vazamento em algum ponto do tubo flexível, a análise do vazamento seria muito complexa.

## **Teste Final dos Dutos a partir do 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 HW 525, nas linhas de controle (umbilicais).

Os dutos de produção e serviço serão testados hidrostaticamente com água salgada a partir da plataforma, enquanto as mangueiras de controle de 3/8" e as mangueiras de 1/2" serão testadas com fluido hidráulico *Marston Bentley Oceanic* HW 525.

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 etapas abaixo:

- 1) Observa-se uma queda de pressão no Registrador instalado no FPSO
- 2) Mantendo-se o duto pressurizado, por tentativa, o ROV percorre o duto buscando sinais de vazamento (borbulhamento e jatos de água), principalmente nas conexões
- 3) Na hipótese de localização do vazamento, refaz-se as conexões com auxílio de mergulhador (em profundidades de águas rasas)
- 4) Realiza-se um novo teste de estanqueidade
- 5) Na hipótese de constatação de queda de pressão e não localização do vazamento, recolhe-se o duto para inspeção, manutenção e posterior lançamento.

Conforme descrito acima, 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. Entretanto, o uso do corante traçador normalmente se aplica ao Teste de Dutos Rígidos.

### Teste Hidrostático

O teste hidrostático é realizado em 04 (quatro) etapas (Pressurização, Estabilização, Manutenção de Pressão e Despressurização), sendo o controle de pressão verificado no 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 de acordo com as seguintes condições:

- Taxa de pressurização de 18 Mpa/h (2.610 PSI/h)
- Pressão de teste hidrostático (PTH) 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 04 horas após a estabilização.

- Etapa 2 - ESTABILIZAÇÃO

O tempo de estabilização da pressão para teste hidrostático é de 01 hora.

- Etapa 3 - MANUTENÇÃO DA PRESSÃO

A manutenção da pressão para teste hidrostático é atingida em um período de 04 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 nem sendo menor que 95% da pressão de projeto. A manutenção da pressão será atingida entre 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 término da outra extremidade livre da mangueira a ser testada. A mangueira é cheia com o fluido de teste hidrostático e aliviada do ar trapeado, iniciando-se, em seguida, o registro do teste na carta. O decaimento inicial não deve ser maior que 1/3 da pressão de teste hidrostático especificada.

O inventário de fluido hidráulico existente nas linhas de controle é de 2 m<sup>3</sup>.

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
- Locação, condição e detalhes do teste
- Pessoal responsável pelo teste
- Detalhes do meio de enchimento
- Todos equipamentos e detalhes de certificação
- Cartas registradoras de pressão com 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 04 horas.)
- Observação visual.

É importante mencionar que tais procedimentos para a realização dos testes de estanqueidade já foram amplamente discutidos e apresentados pela PETROBRAS/UO-BC nas documentações para solicitação de anuência referentes ao TAC de Produção.

### Fluido hidráulico HW 525

O HW 525 é um fluido hidráulico a base de água, formulado especificamente para uso em modernos sistemas de controle de produção submerso, conferindo um alto grau de proteção contra o desgaste, corrosão e degradação microbológica. Este fluido tem sido desenvolvido 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.

Além dos aditivos para inibir desgaste, corrosão e degradação microbológica, o fluido possui 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*, apresentados no **subitem II.2.4.K -**.

Uma vez suprido e pronto para uso, o fluido HW 525 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. Por ser biodegradável não apresenta problemas ambientais de longo prazo no caso de um vazamento. Além disso, é filtrado para alcançar o nível de pureza desejado.

A **Tabela II.2-30** apresenta a composição do Fluido HW 525.

**Tabela II.2-30 - 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
Dialquiltiofosfato de Molibidênio	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
Etileno Glicol Monobutil Éter	50 ppm	< 1
Tintura Acida	NA	Traço
Emulsão de Silicone	NA	< 1
Água	333 mg/kg	Balanco

A **Tabela II.2-31** e a **Tabela II.2-32**, a seguir, apresentam, respectivamente, as propriedades físicas e ambientais do Fluido HW 525.

**Tabela II.2-31 - Propriedades físicas do fluido HW 525.**

	Temperatura (°C)	HW 525
Cor	-	Azul
Viscosidade (cSt)	- 40	Sólido
	- 20	Sólido
	0	5,6
	20	2,6
	40	1,5
Densidade (g/cm <sup>3</sup> )	20	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 <sub>2</sub> O	-	100 %
Pressão de Vapor	-	10 mmHg
Evaporação	-	< água

**Tabela II.2-32 - Aspectos ambientais do HW 525.**

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 LC 50 e NOEC (Concentração de Efeito não Observado) em peixes, crustáceos e algas marinhas.

### Eventual necessidade de hibernação de linhas

Caso os dutos sejam abandonados temporariamente ao final do TLD do 7-ESP-042H-RJS, estes deverão ser hibernados. O procedimento de hibernação envolve 02 (duas) etapas: lavagem e hibernação das linhas.

#### **Lavagem das linhas**

Após a parada de produção é realizada a lavagem dos dutos, os quais são direcionados individualmente para o separador de testes. Em seguida, a injeção de água do mar é realizada através do duto de anular a partir da unidade. A água retorna pelo duto de produção e o TOG é medido no separador de testes. A lavagem é considerada concluída somente quando o TOG da água de retorno atingir valores inferiores a 20 ppm.

Os efluentes (água oleosa) são enviados aos tanques de estocagem da unidade para posterior transferência para navio aliviador. O navio levará os efluentes para uma estação de tratamento de efluentes em terra.

#### **Hibernação das linhas**

Assim que a lavagem das linhas for concluída inicia-se a hibernação. Este procedimento é realizado através da injeção de água do mar contendo biocida e sequestrante de oxigênio através do duto de anular e retornando pelo duto de produção, de maneira a preencher completamente os dutos com esta mistura. O sequestrante de oxigênio a ser utilizado será o Bissulfito de Sódio a 40% em concentração de 160 ppm, e o biocida o Sulfato de Tetrahidroximetil Fosfônio (THPS) a 75% em concentração de 100 ppm.

Vale destacar que todos os fluidos utilizados nos testes supracitados serão direcionados para os tanques da unidade, para posterior transferência para navio aliviador. O navio levará os efluentes para uma estação de tratamento de efluentes em terra.

### **II.2.4.J - Descrição das Embarcações a Serem Utilizadas nas Operações de Instalação (exceto barcos de apoio)**

Para as operações de instalação serão utilizadas embarcações do tipo PLSV (*Pipe Laying Support Vessel*), DSV (*Diving Support Vessel*), RSV (*ROV Support Vessel*) e AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*).

As embarcações que serão utilizadas são aquelas já contempladas, ou previstas no cronograma proposto de inclusão de embarcações do tipo AHTS, nos Projetos Ambientais de Caráter Continuados das embarcações com longos contratos de prestação de serviço para a PETROBRAS. Tais projetos ambientais foram criados e são implementados para o atendimento da Clausula Segunda, item 2.3, do Aditivo nº 1 ao Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) para a Regularização do Licenciamento Ambiental da Atividade Marítima de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural da Bacia de Campos (Processo IBAMA nº 02022.008099/02-35).

As PLSV são embarcações 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.

Para as atividades de lançamento, amarração e ancoragem das linhas será utilizada uma infra-estrutura composta pelo barco de lançamento próprio para essa atividade. 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, conforme apresentado no **subitem II.2.4.C-1**.

A **Figura II.2-23** a seguir ilustra algumas embarcações (Sunrise 2000, Acergy Condor, Kommandor 3000 e Lochnagar) que poderão ser utilizadas para o lançamento dos dutos, cujos procedimentos serão feitos de acordo com as principais atividades descritas.

*Sunrise 2000**Kommandor 3000**Lochnagar**Seaway Condor*

**Figura II.2-23** - Foto das embarcações Sunrise 2000, Kommandor 3000, Lochnagar e Condor.

#### **II.2.4.K - Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica das Substâncias Passíveis de Descarga**

##### **Água Produzida**

Durante a produção de hidrocarbonetos é comum a produção conjunta de água. Esta pode ser proveniente do aquífero localizado numa zona inferior à formação produtora (reservatório) ou do mecanismo de recuperação secundária por injeção de água, necessário para manter as condições de pressão do reservatório (Vegueria *et al*, 2002).

No caso do TLD para o poço 7-ESP-42H-RJS, não haverá injeção de água nem extração da água existente no reservatório, pois o poço produtor será completado longe do contato óleo-água. Desta forma, não está prevista a geração de água de produção.

Entretanto, se por ventura ocorrer a geração de água produzida, será encaminhado junto ao IBAMA o aviso da geração e a caracterização química, físico-química e toxicológica desse efluente.

## Óleo Produzido

Uma vez que as atividades ainda não iniciaram, para a caracterização do óleo que será produzido durante o TLD do poço 7-ESP-42H-RJS foi utilizada a amostra de óleo do poço ESP-22D-RJS, localizado na área do poço 1-RJS-504, nas coordenadas 22° 54' 27,444" S e 40° 31' 58,852" W. Obtida em 2007 durante a realização do Teste de Formação (TRF-1), a amostra é proveniente da mesma acumulação de hidrocarbonetos de idade Albiana a ser explorada pelo poço 7-ESP-42H-RJS. Desta forma é esperado que as características do óleo produzido por estes 02 (dois) poços sejam similares.

Os resultados desta caracterização são apresentados na **Tabela II.2-33** e o respectivo laudo no **Anexo II.2-2**.

**Tabela II.2-33** - Características do óleo da  
Acumulação ESP-22D-RJS.

DENSIDADE (°API)	19,5
Densidade relativa (a 20/4 °C)	0,9330
Viscosidade Dinâmica (cP)	
a 20,0 °C	635,8 *
a 30,0 °C	301,5 *
a 50,0 °C	91,15 *
Metal (µg/kg)	
mercúrio (Hg)	< 10
Metais (mg/kg)	
Níquel (Ni)	16
Vanádio (V)	35
Bário (Ba)	< 2
Ferro (Fe)	< 6
Cálcio (Ca)	87
Cobre (Cu)	< 1
Chumbo (Pb)	(b)
Zinco (Zn)	< 27
Manganês (Mn)	< 20
Fósforo (P)	< 15
Silício (Si)	< 6
Cromo (Cr)	< 0,1
Cádmio (Cd)	< 0,02
Poder calorífico superior (MJ/kg)	43,444
Análise elementar (%m/m)	
Carbono	85,6
Hidrogênio	12,1
Nitrogênio	0,37
Oxigênio	< 0,3
* Valor calculado a partir da viscosidade cinemática.	

Com base nas informações apresentadas, e segundo a Portaria nº 009 (21 de janeiro 2000) da ANP, o óleo a ser produzido é classificado como mediano, com alto teor de hidrocarbonetos saturados e aromáticos.

Os resultados dos testes de toxicidade aguda (*Mysidopsis juniae*) e crônica (*Lytechinus variegatus*) realizados nas frações dispersa (FDA) e hidrossolúvel (FHS) do óleo ESP-22D-RJS são apresentados no **Anexo II.2-3**.

### **Aditivos Químicos**

#### Fluido Hidráulico

Conforme informado anteriormente, o fluido hidráulico HW 525 a ser utilizado no controle de produção submerso será também utilizado nos testes de estanqueidade das linhas de controle. O **Anexo II.2-4** apresenta os testes de toxicidade deste produto. A caracterização química e físico-química é apresentada no **subitem II.2.4.I**.

#### Fluorene

O fluorene está presente na formulação do fluido hidráulico HW 525. Desta forma é apresentado no **Anexo II.2-5** avaliação da toxicidade e da biodegradabilidade desse aditivo (fluoresceína).

#### **II.2.4.L - Caracterização Química e Físico-química da Água Produzida**

Conforme já esclarecido anteriormente, não é prevista a produção de água durante o TLD do poço 7-ESP-42H-RJS e, portanto, a caracterização desse efluente não se aplica a esta atividade.

#### **II.2.4.M - Laudos Técnicos das Análises**

Os laudos das análises do óleo produzido estão sendo encaminhados no **Anexo II.2-2** juntamente com os resultados dos testes de toxicidade deste fluido no **Anexo II.2-3**, conforme mencionado no **subitem II.2.4.K**.

Os laudos das análises toxicológicas do fluido hidráulico HW-525 são apresentados no **Anexo II.2-4**.

#### **II.2.4.N - Caracterização das Emissões Decorrentes da Operação da Unidade**

As estimativas qualitativas para as emissões gasosas e quantitativas para os demais efluentes (efluentes sanitários), bem como para os resíduos a serem gerados pelo FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras durante a sua atuação no TLD do poço 7-ESP-42H-RJS, são caracterizados a seguir.

##### **Emissões atmosféricas**

As emissões atmosféricas vão variar de acordo com as condições de operação da unidade de produção. As principais emissões atmosféricas, em operação normal, serão oriundas do conjunto dos turbogeradores e a caldeira. O *flare*, a princípio, somente produzirá emissões significativas em situações de emergência.

Para quantificação dos principais poluentes previstos a serem emitidos pelo FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras, foram identificados 03 (três) cenários distintos de emissão atmosférica:

- Cenário I: refere-se à fase pré-operacional, em que estará em funcionamento o gerador a diesel auxiliar
- Cenário II: refere-se à fase inicial de operação, quando o sistema ainda não tiver atingido a estabilização de produção
- Cenário III: contempla a fase estável de produção, quando os turbogeradores e caldeiras passarem ao consumo de gás natural.

Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelos geradores e caldeiras do FPSO serão os óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ) e de enxofre ( $\text{SO}_x$ ), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), material particulado (MP), e hidrocarbonetos totais de petróleo (THP). As vazões estimadas para as emissões nos diferentes cenários podem ser vistas no **Quadro II.2-1** a seguir:

**Quadro II.2-1 - Principais poluentes atmosféricos emitidos pelo FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.**

Cenário	Emissor	Unidade	NOx	CO	SOx	MP	THP	CO <sub>2</sub>
I	Motogerador Auxiliar	kg/h	2,588	0,558	0,238	0,184	0,210	108,500
II	Turbogerador a diesel	kg/h	16,060	0,060	7,386	0,218	0,007	3367,000
III	Turbogerador a gás natural	kg/h	7,778	1,995	ND	0,161	0,260	2945,000
I, II e III	Flare	kg/h	0,003	0,019	ND	0,005	0,043	5,773
II e III	Caldeira diesel (uso eventual)	kg/h	2,854	1,050	10,340	0,420	0,117	4714,000
III	Caldeira à gás (uso eventual)	kg/h	1,486	1,803	ND	0,163	0,2036	3161,000

Vale ressaltar que todas as emissões a serem geradas na atividade serão inventariadas através do Sistema Informatizado da PETROBRAS denominado Sistema de Gestão Atmosférica (SIGEA).

### **Efluentes**

#### Água do sistema de drenagem

O sistema de drenagem é dividido em 03 (três) grupos principais: drenagem fechada (proveniente de equipamentos pressurizados da planta de processamento primário), drenagem aberta de área classificada (proveniente de bacias de contenção de áreas classificadas, como, por exemplo, planta de processo, sistemas de proa e outras áreas classificadas) e drenagem aberta de área não classificada (proveniente de áreas seguras, como por exemplo, acomodações e heliponto).

No sistema de drenagem fechada os efluentes serão encaminhados para o vaso de drenagem fechada e o óleo recuperado neste vaso retornará à planta de processo.

No sistema de drenagem aberta de áreas classificadas tem-se o Tanque de Drenagem Aberta e o Tanque de *Slop* nº 1. O primeiro é responsável pela coleta proveniente das bacias da planta de processo, e o segundo recebe a drenagem proveniente das outras áreas classificadas e da água após separação no Tanque de Drenagem Aberta. O óleo do Tanque de *Slop* nº 1 é vertido para o Tanque de *Slop* nº 2, sendo posteriormente retornado à planta de processo.

As drenagens do convés principal, sistema de acomodações e heliponto correspondem às águas de lavagem, da área de armazenamento de cargas, associados ainda às águas pluviais que incidem sobre estas áreas. Toda esta água é coletada por drenos e sistemas de bandejamento, e posteriormente estocadas no Tanque nº 6 Lateral de Boreste com capacidade de armazenamento de 964 m<sup>3</sup>.

### ***Efluentes sanitários***

O sistema de tratamento de efluentes sanitários do FPSO 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 0,12 m<sup>3</sup>/d por pessoa, conforme requerimentos desta CGPEG/IBAMA, o volume gerado pode chegar a 7,2 m<sup>3</sup>/dia.

### ***Restos Alimentares***

Os restos alimentares produzidos no FPSO serão recolhidos de forma seletiva e encaminhados para o sistema de trituração, que gerará partículas finas 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.

### ***Água de resfriamento***

A capacidade de vazão de cada uma das 02 (duas) bombas de captação da água salgada do oceano utilizadas no resfriamento dos equipamentos da planta de processo, sistemas de utilidades e produtos, corresponde a 1.200 m<sup>3</sup>/h. Desta forma, a vazão de descarte desta água poderá ser no máximo equivalente a este volume de captação.

Ressalta-se que a água de resfriamento não será contaminada com qualquer outro tipo de produto, apenas tendo sua temperatura elevada. Para descarte, a temperatura da água não será superior a 40°C, conforme estabelecido na Resolução CONAMA nº 430/11.

## Resíduos sólidos

No FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras haverá uma área específica para acondicionamento temporário dos diferentes tipos de resíduos.

A estimativa de produção mensal de resíduos é apresentada na **Tabela II.2-34** a seguir.

**Tabela II.2-34 - Tipos de resíduos a serem gerados na unidade UEP FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.**

Tipo de Resíduo	Classificação (NBR 10004)	Quantidade
Pilha e Bateria	Classe I	50 kg
Resíduos Contaminados com óleo e/ou Produtos Químicos	Classe I	291 kg
Cartuchos de Impressoras	Classe II-A	2,5 kg
Tambor/Bombona/Contaminado	Classe II-A	390 kg
Resíduos não passíveis de Reciclagem	Classe II-A	160 kg
Produto Químico	Classe I	90 kg
Resíduos não Passíveis de Reciclagem	Classe IIA	12 kg
Lâmpada fluorescente	Classe I	5 kg
Latas de alumínio	Classe II-B	35 kg
Metal Não Contaminado	Classe II-B	50 kg
Lixo comum	Classe II-A	1.200 kg
Madeira Não Contaminado	Classe II-B	300 kg
Mangote / mangueira	Classe II-B	35 kg
Resíduos Oleosos	Classe I	3.200 kg
Papel/Papelaão Não Contaminado	Classe II-B	150 kg
Plástico não Contaminado	Classe II-B	40 kg
Produto Químico	Classe I	40 kg
Resíduos Contaminados com óleo e/ou produtos químicos	Classe I	30 kg
Produto Químico	Classe II-A	8 kg
Resíduos de serviços de saúde (farmacêuticos)	Classe I	1 kg
Resíduos Infecto-Contagiosos	Classe I	3 kg
Resíduos Contaminados com Óleo e/ou Produtos Químicos	Classe IIB	3 kg
Sinalizadores pirotécnicos (fumígeno, facho manual)	Classe I	2 kg
Metal Não Contaminado	Classe II-B	1.400 kg
Virido Não Contaminado	Classe II-B	20 kg

### II.2.4.O - Perspectivas e Planos de Expansão da Produção

Conforme mencionado anteriormente, o objetivo principal do TLD é obter informações de fluido e de condições de escoamento que permitam dar mais robustez ao desenvolvimento futuro da área. Após a realização do TLD existe

perspectiva de instalação de uma nova unidade flutuante de produção e a perfuração, completação e interligação de poços a esta nova unidade, o que consistirá no sistema definitivo de produção da área. Essa perspectiva existe baseada nos dados obtidos até o momento de sísmica e perfuração de poços exploratórios. O TLD irá prover informações cruciais a este desenvolvimento futuro, permitindo melhor definição nos itens:

- Quantidade, tipo e posicionamento dos poços no campo
- Materiais adequados para a completação dos poços
- Métodos de elevação artificial de petróleo apropriado aos poços
- Diâmetro e comprimento dos dutos de interligação
- Capacidades produtivas da unidade flutuante de produção; entre outros.

Portanto, o desenvolvimento futuro da área, e o porte das instalações dependem fortemente dos resultados a serem obtidos com o TLD.

#### ***II.2.4.P - Identificação e Descrição da Infraestrutura de Apoio***

As bases de apoio para as atividades relacionadas ao TLD no poço 7-ESP-42H-RJS, na concessão de Espadarte, Bacia de Campos têm como função proporcionar a logística de fornecimento, transporte e armazenamento temporário de insumos e resíduos, bem como facilitar o embarque e desembarque do pessoal alocado nas atividades *offshore*. As atividades a serem desenvolvidas na Bacia de Campos utilizarão uma base de apoio marítimo e uma base de apoio aéreo, além de áreas de armazenamento. Tais bases e suas instalações estão descritas a seguir.

#### ***Base de Apoio Marítimo***

##### ***Base Geólogo Carlos Walter Marinho Campos - Píer de Imbetiba***

O acesso marítimo às unidades de produção da Bacia de Campos é feito a partir do Píer de Imbetiba, localizado na Base Geólogo Carlos Walter Marinho Campos, em Macaé. A base é composta de 03 (três) píeres (molhes) cada um com 90 m de extensão, 15 m de largura e profundidade máxima de 7,5 m. Possui

suporte para atracar 02 (duas) embarcações em cada píer podendo chegar a 04 (quatro), dependendo do comprimento. O Terminal Portuário possui prédios administrativos, onde se situa a Polícia Federal e o controle operacional das atividades desenvolvidas, um armazém com 2.295 m<sup>2</sup> 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. A Base possui Licença de Operação Nº FE 009415, concedida pela CECA e a antiga FEEMA, conforme cópia apresentada no **Anexo II.2-6**.



**Figura II.2-24 - Terminal Marítimo de Imbetiba.**

### Operação dos barcos de apoio

A Bacia de Campos conta com uma extensa frota marítima em operação de apoio, com aproximadamente 106 embarcações que navegam cerca de 30 mil milhas náuticas mensais. Algumas são dotadas de equipamentos especiais para lançamento de linhas, equipamentos para mergulho e de inspeção submarina, e outras com equipamentos de combate à emergência, em casos de incêndio e de vazamento de óleo no mar.

Conta-se com 07 (sete) navios do tipo *Fire-Fighting*, para combate a incêndio, com capacidade para atendimento a qualquer unidade de produção e perfuração instalada atualmente na Bacia de Campos.

Para controle e combate a poluição no mar há 04 (quatro) embarcações dedicadas, dotadas com barreiras de contenção apropriadas para mar aberto e equipamentos de recolhimento do tipo *oil recovery* que atendem ao previsto na Resolução CONAMA nº 398/08. Estas embarcações estão distribuídas na área geográfica da Bacia de Campos da seguinte forma: 03 (três) fixas, próximas às plataformas P-25, P-27 e Pampo (PPM-1), e a quarta com posicionamento livre no interior da Bacia, podendo iniciar seu deslocamento a partir de seu acionamento.

### **Base de Apoio Aéreo**

#### Aeroporto de Macaé e Heliporto do Farol de São Tomé

Serão utilizados como terminais aéreos o aeroporto de Macaé, operado pela INFRAERO e de propriedade federal e o Heliporto do Farol de São Tomé, operado e pertencente à PETROBRAS. O aeroporto de Macaé possui área de 68.625 m<sup>2</sup>, contendo pista de pouso e decolagem pavimentada com 1.200 m de comprimento por 30 m de largura; área de 25.125 m<sup>2</sup> para estacionamento de helicópteros; áreas arredondadas de manutenção e abastecimento das aeronaves; terminais de passageiros; terminal alfandegado e setor administrativo.

A Licença de Operação do Aeroporto de Macaé (LO Nº FE013515) e do Heliporto do Farol de São Tomé (LO Nº FE014747) são apresentadas no **Anexo II.2-6**.

### **Áreas de Armazenamento**

#### Parque de Tubos

O armazenamento de matérias primas e equipamentos, bem como o desenvolvimento das atividades de manutenção dos equipamentos e o armazenamento temporário de resíduos, são realizados na unidade Parque de Tubos - PT, em área de 527.830 m<sup>2</sup>. Localizada na Rodovia Amaral Peixoto, 11.000 - Imboassica, km 163, município de Macaé, RJ, funciona como apoio às unidades de produção e exploração de petróleo da Bacia de Campos. Nesta unidade trabalham 3.153 empregados, próprios e contratados, sendo 2.895 empregados do segmento de E&P. A unidade Parque de Tubos possui Licença de Operação Nº FE 009414 concedida pela Comissão Estadual de Controle Ambiental - CECA e pela antiga Fundação Estadual de Engenharia do Meio

Ambiente - FEEMA (atual Instituto Estadual do Ambiente - INEA). A cópia da licença é apresentada no **Anexo II.2-6**.

### Base Geólogo Carlos Walter Marinho Campos

As instalações de armazenamento de combustíveis e água encontram-se na Base Geólogo Carlos Walter Marinho Campos, em Imbetiba, em parte da área de 190.500 m<sup>2</sup>, incluindo o píer de Imbetida (a ser utilizado para apoio marítimo) e a área portuária. Toda parte gerencial, técnica e administrativa que oferece suporte às unidades marítimas da Bacia de Campos está sediada nessa mesma base. Possui 04 (quatro) entradas e saídas para pessoas e veículos, sendo 02 (duas) normalmente utilizadas, 01 (uma) para situações eventuais, e a outra 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.Q - Procedimentos a serem Utilizados na Desativação da Unidade**

Com a finalização do TLD no poço 7-ESP-42H-RJS, os procedimentos a serem executados para a desativação da unidade serão os seguintes:

- 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 (ANMH - Árvores de Natal Molhada Horizontal) do sistema de coleta e escoamento da produção da unidade
- Fase 6 - Abandono do poço de produção, de acordo com a Portaria ANP nº 25/2002 e os requisitos técnicos internos da PETROBRAS, bem como o disposto no Contrato de Concessão
- Fase 7 - Retirada do FPSO do campo de produção.

Os detalhes destes procedimentos estão descritos no item **II.7.6 - Projeto de Desativação** deste estudo.

## **II.2.5 - Alternativas para Redução dos Impactos na Saúde do Trabalhador**

Visando reduzir os impactos na saúde do trabalhador foram adotadas algumas alternativas tecnológicas no projeto. Optou-se pela apresentação dessas alternativas em forma de tabelas (**Tabela II.2-35 a Tabela II.2-38**), a fim de estabelecer a relação entre o risco ambiental do empreendimento que representa possibilidade de impactos na saúde do trabalhador, a alternativa tecnológica adotada para minimizar o impacto, e o objetivo de sua adoção.

**Tabela II.2-35 - Alternativas para Redução dos Impactos na Saúde do Trabalhador causados pelos Riscos Físicos**

<b>Risco: Calor</b>	
<b>Alternativa Tecnológica</b>	<b>Objetivo</b>
Localização dos módulos de processamento em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural	Diminuir a exposição dos trabalhadores à temperaturas elevadas na área da planta de produção
Sistema aberto de água de resfriamento (utilizando como fluido de refrigeração a água do mar captada)	Resfriar os equipamentos da planta de processo e sistemas auxiliares, reduzindo a exposição dos trabalhadores a temperaturas elevadas
Isolamento térmico dos dutos	Diminuir a exposição dos trabalhadores à temperaturas elevadas
Proteção térmica nas Caldeiras	Diminuir a exposição dos trabalhadores a temperaturas elevadas
Posicionamento do Flare em local e condições adequadas (na proa, a uma altura de 23 metros acima da linha de referência do FPSO)	Garantir que o nível de radiação em pontos específicos do FPSO seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional) para as pessoas e equipamentos, garantindo que não haja acréscimo da temperatura do ambiente em função da queima no flare.
Sistema de Automação e Controle, que permite a automação e controle da planta de processo a partir da Sala de Controle Central	Diminuir a exposição dos trabalhadores à temperaturas elevadas na área da planta de produção
<b>Risco: Ruído</b>	
<b>Alternativa Tecnológica</b>	<b>Objetivo</b>
Proteção acústica nos Turbogeneradores	Minimizar a exposição de trabalhadores ao ruído
Sistema de Automação e Controle, que permite o controle da planta de processo a partir da Sala de Controle Central	Diminuir a exposição dos trabalhadores ao ruído na área da planta de produção

**Tabela II.2-36 - Alternativas para redução dos impactos na saúde do trabalhador causados pelos riscos químicos.**

Risco: Químico	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
Injeção de sequestrante de H <sub>2</sub> S no poço	Evitar a exposição de trabalhadores a atmosferas contendo H <sub>2</sub> S
Oxidação de H <sub>2</sub> S residual no flare	Evitar a exposição de trabalhadores a atmosferas contendo H <sub>2</sub> S
Sistema de detecção de gás, que aciona o sistema emergencial de bloqueio	Evitar a exposição de trabalhadores a atmosferas explosivas/tóxicas
Sistema de coleta e queima ( <i>flare</i> ) segura do gás em caso de parada da planta de processo e do gás residual liberado das válvulas (de segurança, de controle de pressão, <i>blowdown</i> )	Evitar a exposição de trabalhadores a atmosferas explosivas/tóxicas
Lavadores do gás proveniente das Caldeiras ( <i>Scrubber</i> ) para utilização no sistema de gás inerte	Aproveitar as emissões provenientes da caldeira no sistema de gás inerte, evitando sua dispersão na atmosfera e exposição de trabalhadores a gases nocivos ao sistema respiratório
Localização dos módulos de processamento em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural, permitindo a dispersão dos gases	Evitar a exposição de trabalhadores a gases nocivos ao sistema respiratório em ambientes confinados
Utilização de Turboogeradores e Caldeira duplo combustível	Permitir a utilização de gás natural (que incrementaria as emissões ao ser queimado no <i>flare</i> ) em detrimento do óleo diesel, cuja queima emite maiores quantidades de gases prejudiciais ao sistema respiratório do trabalhador
Sistema de exaustão de gás por <i>vents</i> (coletam gases residuais de hidrocarbonetos provenientes dos processos e das instalações que operam próximo à pressão atmosférica)	Evitar a exposição de trabalhadores a gases nocivos ao sistema respiratório e a atmosferas explosivas
Pressurização das áreas internas por meio do sistema de ar condicionado e ventilação	Evitar que gases inflamáveis e nocivos ao sistema respiratório ocupem áreas internas da unidade (não expostas à ventilação natural), e causem prejuízo à saúde e segurança de seus ocupantes.
Armazenamento de produtos químicos segundo as regras de compatibilidade química	Evitar que a interação entre os produtos químicos possa gerar emissões nocivas ao sistema respiratório
Automação do sistema de injeção de produtos químicos no poço	Evitar o contato dérmico de trabalhadores com produtos químicos
Instalação de trocadores de calor para pré-aquecimento do óleo ainda não tratado e resfriamento do óleo que segue para os tanques de armazenamento	Diminuir a temperatura do óleo a ser armazenado nos tanques, visando diminuir a evaporação de compostos voláteis e inflamáveis do petróleo

**Tabela II.2-37 - Alternativas para redução dos impactos na saúde do trabalhador causados pelos riscos biológicos.**

Risco: Biológico	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
Limpeza robotizada do sistema de ar condicionado	Evitar a exposição de trabalhadores ao risco biológico durante as operações de limpeza dos dutos de ar

**Tabela II.2-38 - Alternativas para redução dos impactos na saúde do trabalhador causados por acidentes.**

Risco: Acidentes	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
Pressurização das áreas de fuga	Evitar que gases inflamáveis ou fogo ocupem as áreas de fuga em situações de emergência e causem prejuízo à saúde e segurança de seus ocupantes.
Válvulas de segurança para controle da pressão nas Caldeiras	Prevenir a exposição de trabalhadores a situações de risco
Sistemas de Segurança e Controle à prova de falhas (composto pelos: Sistema de Combate a incêndio; Sistema Emergencial de Bloqueio - ESD; Sistema Lógico - <i>Logic Solver System</i> ; Interface da Operação - HMI interface)	Minimizar as consequências de eventos acidentais à saúde dos trabalhadores, permitindo a saída dos tripulantes com segurança
Acionamento automático, por fusíveis, ou manual, na sala de controle, do Sistema de combate a incêndio do tipo dilúvio localizado no convés principal	Dispensar a necessidade de presença de trabalhadores em áreas de risco, durante situações de emergência, para acionamento do sistema de combate a incêndio, evitando sua exposição à situação de risco
Proteção no heliponto e na área de <i>offloading</i> por sistema fixo de espuma, linha de incêndio e canhão monitor, acionado remotamente	Dispensar a necessidade de presença de trabalhadores em áreas de risco, durante situações de emergência, para acionamento do sistema de combate a incêndio, evitando sua exposição à situação de risco
Armazenamento de produtos químicos segundo as regras de compatibilidade química	Evitar que a interação entre os produtos químicos possa gerar risco ao trabalhador causado por explosão
Controle automatizado, monitorado e operado da Sala de Controle Central de todos os fluidos armazenados e transferidos entre os tanques de carga, óleo diesel, lastro, água e rejeitos do FPSO	Evitar vazamentos de fluidos, que podem causar prejuízos à saúde dos trabalhadores (por contato dérmico e inalação de compostos voláteis prejudiciais ao sistema respiratório)
Sistema de detecção de gás	Detectar a presença de gás e acionar os sistemas de emergência, evitando a exposição de trabalhadores a atmosferas explosivas e tóxicas
Sistema de gás inerte	Prevenir a exposição de trabalhadores a situações de risco pela formação de vácuo e de atmosferas inflamáveis e explosivas nos tanques de estocagem de óleo

O sindicato ao qual a categoria majoritária no empreendimento está filiada é o Sindicato dos Trabalhadores *Offshore* do Brasil (SINDITOB), localizado na Avenida Amaral Peixoto, 471. Macaé - RJ, CEP: 27943-400, com o telefone de contato (22) 2759-0753.

De modo a permitir o cumprimento dos artigos 2º, 4º e 5º da Portaria Conjunta MMA/IBAMA nº 259, publicada no Diário Oficial da União em 13/08/2009, é informado a seguir o endereço e o telefone de contato da Central Força Sindical do Estado do Rio de Janeiro, entidade a qual o SINDITOB está filiado:

Endereço: Rua dos Andradas, 96. Rio de Janeiro-RJ. CEP: 20051-002

Telefone: (21) 2233-1450