

Apresentamos, a seguir, a Caracterização da Atividade do Módulo II da Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Campo de Golfinho, incluindo o desenvolvimento do Campo de Canapu, que será realizada através da instalação e operação do navio FPSO Cidade de Vitória. Ressaltamos que a metodologia de desenvolvimento aplicada em sua elaboração foi a mesma utilizada na elaboração da Caracterização da Atividade do Módulo I do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Campo de Golfinho, já apresentada a esta CGPEG/IBAMA, no estudo que subsidiou a instalação e operação do navio FPSO Capixaba.

II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1 - Apresentação

A) Objetivos da atividade

A instalação do Módulo II do Campo de Golfinho, incluindo o Campo de Canapu, tem como objetivo principal aumentar a produção nacional de óleo e gás e contribuir com o alcance das metas de produção a partir de 2007, bem como reforçar a missão da Companhia na contribuição do desenvolvimento sócio econômico do Estado do Espírito Santo e do país.

Para tanto, será utilizado como unidade de produção o navio FPSO Cidade de Vitória, que possui capacidade de processamento de 100.000 bbl/d de óleo e 3.500.000 m³/d de gás natural, operando com quatro poços produtores de óleo, dois poços produtores de gás (um destes localizado no vizinho Campo de Canapu) e três poços injetores de água. O óleo produzido será escoado através de navios aliviadores, enquanto o gás natural será exportado para o continente até a UTGC – Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas II, localizada no município de Linhares – ES, através de um gasoduto que se interligará com o gasoduto FPSO Capixaba/UTGC II.

B) Cronograma preliminar da atividade, apresentando a previsão das diferentes etapas de sua execução.

Principais datas previstas:

- Conversão do FPSO concluída – 22/02/2007
- Navegação para o Brasil – 28/02/07 a 14/04/07
- Primeiro óleo – 15 de maio de 2007
- Gasoduto interligado – 31 de maio de 2007
- Interligação do Poço Produtor 10 (7-GLF-15HB-ESS) – maio de 2007
- Interligação do Poço Produtor 9 (7-GLF-16H-ESS) – junho de 2007
- Interligação do Poço Produtor 8 (7GLF13H ESS) – maio de 2007
- Interligação do Poço Produtor 7 (7-GLF-1HA-ESS) – junho de 2007
- Interligação do Poço Injetor 3 (8-GLF-17H-ESS) – julho de 2007
- Interligação do Poço Injetor 4 (8-GLF-18H-ESS) – julho de 2007
- Interligação do Poço Injetor 5 (8-GLF-19H-ESS) – setembro de 2007
- Interligação do Poço Produtor 4-ESS-132 – 1º trimestre de 2008
- Interligação do Poço Produtor 4-BRSA-265 (4-ESS-138) – 4º trimestre de 2008

Observa-se que os poços produtores 7-GLF-13H-ESS, 7-GLF-16H-ESS e 7-GLF-15HB-ESS, encontram-se no Anexo III do TAC de Perfuração da Bacia do Espírito Santo, correspondendo ao processo IBAMA 02022-003118/05, assinado em 27 de janeiro de 2006, com a denominação de poço produtor 8, 9 e 10, respectivamente. Os poços 7-GLF-1HA-ESS (poço produtor 7), 4-ESS-132 (poço produtor de gás) e 4-ESS-138 (poço produtor de gás) constam do Anexo I do TAC de Perfuração da Bacia do Espírito Santo.

Da mesma forma, os poços injetores 8-GLF-17H-ESS, 8-GLF-18H-ESS e 8-GLF-19H-ESS, encontram-se igualmente no Anexo III do TAC supracitado, com a denominação de poço injetor 3, 4 e 5, respectivamente.

Doravante, para facilitar a referência aos poços produtores, estes serão denominados Poço Produtor 7, Poço Produtor 8, Poço Produtor 9, Poço Produtor 10, Poço Produtor 4-ESS-132 e Poço Produtor 4-ESS-138 e os poços injetores serão denominados Poço Injetor 3, Poço Injetor 4 e Poço Injetor 5.

Apresenta-se na figura a seguir o cronograma proposto para as atividades do sistema de produção no Campo de Golfinho, Módulo II. O projeto tem duração prevista de 9 anos prorrogáveis por mais 3 anos.

| ETAPAS | 2006 | | | | 2007 | | | | 2008 | | | | | | | | 2015 | | | |
|---|------|---|---|---|------|---|---|---|------|---|---|---|------|---|---|---|------|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Reboque, ancoragem e hook up da unidade FPSO Cidade de Vitória na locação | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Interligação das linhas de escoamento do poço produtor 10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Interligação das linhas de escoamento do poço produtor 9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Interligação das linhas de escoamento do poço produtor 8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Interligação das linhas de escoamento do poço produtor 7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Interligação das linhas de injeção do poço injetor 3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Interligação das linhas de injeção do poço injetor 4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Interligação das linhas de injeção do poço injetor 5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

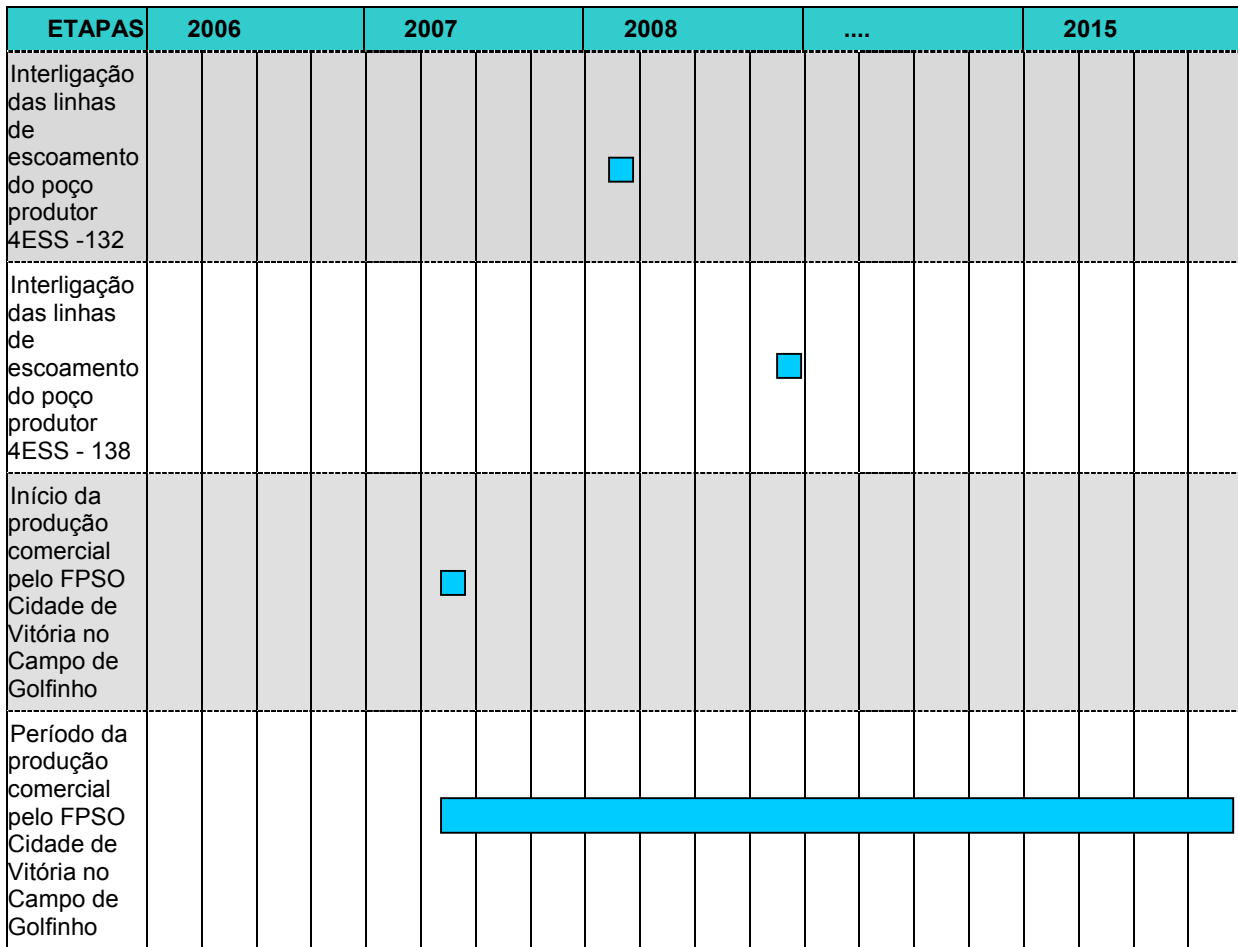


Figura II.2.1-1 – Cronograma para implantação do Projeto Golfinho Módulo II.

C) Localização e limites do Bloco/Campo em mapa geo-referenciado.

A Área do Campo de Golfinho encontra-se localizada na porção central da Bacia do Espírito Santo, a 50 km do continente, sendo o município de Aracruz, o ponto em terra mais próximo do local de realização das atividades da Fase de Produção. A profundidade de água no local onde se encontra o Módulo II do Campo de Golfinho varia entre 1.300 e 1.640 m.

A Figura II.2.1-2 apresenta o *Ring Fence* do Campo de Golfinho, dentro do qual o FPSO estará localizado durante a realização da Fase de Produção, bem como o Campo de Canapu, onde se localiza um dos dois poços produtores de gás a ser interligado.

As Tabela II.2.1-1 e II.2.1-2, a seguir, apresentam as coordenadas geográficas dos *ring fences* dos Campos de Golfinho e Canapu.

Tabela.II.2.1-1 - Coordenadas geográficas do Ring Fence de Golfinho

| Ponto | Latitude | Longitude |
|-------|----------------|----------------|
| 1 | 19 58 35.625 S | 39 32 48.750 W |
| 2 | 19 59 22.500 S | 39 32 48.750 W |
| 3 | 19 59 22.500 S | 39 33 54.375 W |
| 4 | 20 00 37.500 S | 39 33 54.375 W |
| 5 | 20 00 37.500 S | 39 35 37.500 W |
| 6 | 20 03 26.250 S | 39 35 37.500 W |
| 7 | 20 03 26.250 S | 39 33 35.625 W |
| 8 | 20 08 35.625 S | 39 33 35.625 W |
| 9 | 20 08 35.625 S | 39 28 54.375 W |
| 10 | 20 01 52.500 S | 39 28 54.375 W |
| 11 | 20 01 52.500 S | 39 30 46.875 W |
| 12 | 20 00 18.750 S | 39 30 46.875 W |
| 13 | 20 00 18.750 S | 39 30 09.375 W |
| 14 | 19 58 35.625 S | 39 30 09.375 W |
| 15 | 19 58 35.625 S | 39 32 48.750 W |

Tabela II. 2.1-2 - Coordenadas geográficas do Ring Fence de Canapu.

| Ponto | Latitude | Longitude |
|-------|-------------------|-------------------|
| 1 | 15° 59' 22,500" S | 39° 20' 09,375" W |
| 2 | 20° 01' 43,125" S | 39° 20' 09,375" W |
| 3 | 20° 01' 43,125" S | 39° 19' 41,250" W |
| 4 | 20° 02' 30,000" S | 39° 19' 41,250" W |
| 5 | 20° 02' 30,000" S | 39° 17' 01,875" W |
| 6 | 19° 59' 22,500" S | 39° 17' 01,875" W |
| 7 | 19° 59' 22,500" S | 39° 20' 09,375" W |

D) Informar o número total de poços que serão interligados ao sistema de produção, especificando a unidade de produção a que estarão ligados. Informar para cada poço a localização (coordenadas), a lâmina d'água, profundidade final estimada por fases, diâmetros e inclinação, caracterizando aqueles que serão utilizados para injeção e produção, e, para estes, indicar quais possuem surgência natural e quais utilizam métodos suplementares de recuperação.

A produção de hidrocarbonetos no Módulo II do Campo de Golfinho e em Canapu com o FPSO Cidade de Vitória se dará através de quatro poços produtores de óleo e dois poços produtores de gás (um destes localizado em Canapu), prevendo-se ainda, durante esta fase de produção, a interligação de três poços injetores de água no reservatório.

A Tabela II.2.1-3 apresenta a identificação dos poços produtores e injetores do Módulo II do Campo de Golfinho e de Canapu, com as coordenadas UTM da cabeça do poço e as respectivas profundidades da lâmina d'água. Com relação aos métodos de elevação, apesar de todos os 4 poços produtores de óleo apresentarem surgência natural, será necessário compensar a perda de pressão do reservatório através de elevação artificial, utilizando bombeio centrífugo submerso submarino (BCSS), e o gás *lift*, quando se fizer necessário.

Tabela II.2.1-3 - Identificação dos poços do Módulo II do Campo de Golfinho e de Canapu (4-ESS-138) com localização e método de elevação.

| POÇO A SER INTERLIGADO | COORD. CAB. POÇO (UTM) | | PROF. D'ÁGUA (m) | MÉTODO DE ELEVAÇÃO |
|------------------------|---------------------------|--------------|------------------------|-----------------------------------|
| | LESTE (m) | NORTE (m) | | |
| PROD. 07 | 447782 | 7782223 | 1459 | Surgente + BCSS + gás <i>lift</i> |
| PROD. 08 | 446589 | 7782672 | 1424 | Surgente + BCSS + gás <i>lift</i> |
| PROD. 09 | 447835 | 7782390 | 1460 | Surgente + BCSS + gás <i>lift</i> |
| PROD. 10 | 446674 | 7782976 | 1420 | Surgente + BCSS + gás <i>lift</i> |
| 4-ESS-132 (gás) | 447569 | 7782641 | 1449 | Surgente |
| 4-ESS-138 (gás) | 466911 | 7786513 | 1608 | Surgente |
| INJ. 03 | 444247 | 7782405 | 1431 | NA |
| INJ. 04 | 446365 | 7784079 | 1410 | NA |
| INJ. 05 | 445365 | 7781217 | 1455 | NA |

Com relação à configuração dos revestimentos, com os diâmetros, as inclinações e as profundidades de cada fase dos poços produtores e injetores do Campo de Golfinho, as Tabelas a seguir apresentam estas especificações.

Tabela II.2.1-4 - Indicação dos revestimentos, inclinações e profundidades do poço Produtor 07 (7-GLF-1HA-ESS)

| POÇO A SER INTERLIGADO | Fase do diâmetro | Poço-Revestimento da fase (") | Inclinação fase (graus) | da Profundidade da fase (m) |
|------------------------|------------------|-------------------------------|-------------------------|-----------------------------|
| Poço Produtor 07 | 1 - 36" | 30" | 0° | 1480 m |
| | 2 - 17 ½" | 13 5/8" | 3,31° | 2579 m |
| | 3 - 12 ¼" | 9 5/8" | 84,65° | 3235 m |

Tabela II.2.1-5 - Indicação dos revestimentos, inclinações e profundidades do poço Produtor 08.

| POÇO A SER INTERLIGADO | Fase do Poço- diâmetro | Revestimento da fase (" | Inclinação da fase (graus) | Profundidade da fase (m) |
|------------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| Poço Produtor 08 | 1 - 36" | 30" | 0° | 1460m |
| | 2 - 17 ^{1/2} " | 13 ^{3/8} " | 0° | 2570m |
| | 3 - 12 ^{1/4} " | 9 ^{5/8} " | 90° | 3570m |

Tabela II.2.1-6 - Indicação dos revestimentos, inclinações e profundidades do poço Produtor 09.

| POÇO A SER INTERLIGADO | Fase do Poço- diâmetro | Revestimento da fase (" | Inclinação da fase (graus) | Profundidade da fase (m) |
|------------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| Poço Produtor 09 | 1 - 36" | 30" | 0° | 1496m |
| | 2 - 17 ^{1/2} " | 13 ^{3/8} " | 0° | 2606 m |
| | 3 - 12 ^{1/4} " | 9 ^{5/8} " | 90° | 3606m |

Tabela II.2.1-7 - Indicação dos revestimentos, inclinações e profundidades do poço Produtor 10.

| POÇO A SER INTERLIGADO | Fase do Poço- diâmetro | Revestimento da fase (" | Inclinação da fase (graus) | Profundidade da fase (m) |
|------------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| Poço Produtor 10 | 1 - 36" | 30" | 0° | 1456 m |
| | 2 - 17 ^{1/2} " | 13 ^{3/8} " | 0° | 2566 m |
| | 3 - 12 ^{1/4} " | 9 ^{5/8} " | 90° | 3566 m |

Tabela II.2.1-8 - Indicação dos revestimentos, inclinações e profundidades do poço Injetor 03.

| POÇO A SER INTERLIGADO | Fase do Poço- diâmetro | Revestimento da fase (" | Inclinação da fase (graus) | Profundidade da fase (m) |
|------------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| Poço Injetor 03 | 1 - 37" | 30" | 0° | 1467 m |
| | 2 - 18 ^{1/2} " | 13 ^{3/8} " | 0° | 2577 m |
| | 3 - 13 ^{1/4} " | n/a | 88° | 4132 m |

Tabela II.2.1-9 - Indicação dos revestimentos, inclinações e profundidades do poço Injetor 04.

| POÇO A SER INTERLIGADO | Fase do Poço- diâmetro | Revestimento da fase (" | Inclinação da fase (graus) | Profundidade da fase (m) |
|------------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| Poço Injetor 04 | 1 - 36" | 30" | 0° | 1446 m |
| | 2 - 17 1/2" | 13 3/8" | 0° | 2556m |
| | 3 - 12 1/4" | 9 5/8" | 88° | 3556 m |

Tabela II.2.1-10 - Indicação dos revestimentos, inclinações e profundidades do poço Injetor 05.

| POÇO A SER INTERLIGADO | Fase do Poço- diâmetro | Revestimento da fase (" | Inclinação da fase (graus) | Profundidade da fase (m) |
|------------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| Poço Injetor 05 | 1 - 36" | 30" | 0° | 1491 m |
| | 2 - 17 1/2" | 13 3/8" | 0° | 2601 m |
| | 3 - 12 1/4" | 9 5/8" | 88° | 3601 m |

Tabela II.2.1-11 - Indicação dos revestimentos, inclinações e profundidades do poço de gás 4-ESS-132.

| POÇO A SER INTERLIGADO | Fase do Poço- diâmetro | Revestimento da fase (" | Inclinação da fase (graus) | Profundidade da fase (m) |
|---------------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| Poço de gás 1 (4-ESS-132) | 1 - 36" | 30" | 0° | 1524,94 m |
| | 2 - 17 1/2" | 13 3/8" | 0° | 2516,27 m |
| | 3 - 12 1/4" | 9 5/8" | 0° | 4305,82 m |

Tabela II.2.1-12 - Indicação dos revestimentos, inclinações e profundidades do poço de gás 4-ESS-138.

| POÇO A SER INTERLIGADO | Fase do Poço- diâmetro | Revestimento da fase (" | Inclinação da fase (graus) | Profundidade da fase (m) |
|-------------------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| Poço de gás (4-ESS-138) | 1 - 36" | 30" | 0° | 1690,50 m |
| | 2 - 17 1/2" | 13 3/8" | 0° | 2539,70 m |
| | 3 - 12 1/4" | 9 5/8" | 0° | 4502,64 m |
| | 4 - 8 1/2" | 7" | 5° | 5558,50 m |

E) Localização da Unidade de produção na área de realização da atividade, apresentando a informação em base cartográfica geo-referenciada, situando ainda todos os poços e dutos que irão compor o sistema de produção/escoamento.

A unidade de produção FPSO Cidade de Vitória, ao realizar a Fase de Produção no Campo de Golfinho – Módulo II, estará localizada nas coordenadas lat. 20° 02' 33,105" S e long. 39° 31' 31,067" W. A profundidade nesta área é de 1.386 metros.

Este local representa a parte norte do antigo bloco exploratório BES-100. A seguir está sendo apresentada a Figura II.2.1-3, “Arranjo submarino do Módulo II do Campo de Golfinho”, contemplando o desenvolvimento do Campo de Golfinho.

Com relação ao gasoduto a ser lançado entre a unidade de produção FPSO Cidade de Vitória e o PLEM (*pipeline end manifold*) do gasoduto do FPSO Capixaba, a Tabela II.2.1-13 apresenta as coordenadas da sua diretriz.

Tabela II.2.1-13 - Coordenadas da diretriz do gasoduto.

| Ponto | Latitude | Longitude |
|----------------------------|---------------|----------------|
| 1 (FPSO Cidade de Vitória) | 20° 02' 33" S | 039° 31' 31" W |
| 2 | 20° 01' 59" S | 039° 32' 55" W |
| 3 | 20° 00' 48" S | 039° 34' 17" W |
| 4 | 20° 00' 01" S | 039° 34' 40" W |
| 5 | 19° 59' 09" S | 039° 34' 09" W |
| 6 (PLEM) | 19° 58' 59" S | 039° 34' 10" W |

A Tabela II.2.1-14 apresenta as coordenadas da diretriz da linha de coleta a ser lançada entre a unidade de produção FPSO Cidade de Vitória e o poço produtor de gás 4-ESS-138, situado no Campo de Canapu,.

Tabela II.2.1-14 - Coordenadas da diretriz da linha de coleta entre o FPSO Cidade de Vitória e o poço 4-ESS-138.

| Ponto | Latitude | Longitude | LDA |
|--------------------------------------|------------------|------------------|--------|
| Início (lado FPSO Cidade de Vitória) | 20° 01' 54.95" S | 39° 30' 16.05" W | 1400 m |
| Ponto intermediário | 20° 01' 27.31" S | 39° 24' 43.96" W | 1600 m |
| Fim (lado ANM do Poço 4-ESS-138) | 20°00' 59.53" S | 39° 19' 11.94" W | 1605 m |

F) Informar qual a contribuição da atividade objeto do EIA para o setor industrial petrolífero, em termos percentuais de produção.

Utilizando-se dados da ANP, apresentados na Tabela II.2.1-15, a produção nacional de petróleo de abril de 2006 totalizou 52.118.087 barris. A previsão de produção de petróleo do FPSO Cidade de Vitória prevista por mês é de 3.000.000 barris (30 dias X a produção estimada diária do FPSO Cidade de Vitória), o que representará 5,76% de contribuição do FPSO Cidade de Vitória na produção nacional. Um percentual significativo para a economia do Brasil. Deve-se ressaltar que os valores acima apresentados correspondem ao momento considerado e que a projeção destes valores para todo o período de operação desta unidade poderá não corresponder à realidade. Dessa maneira, é praticamente impossível fazer projeções exatas com respeito à evolução da produção nacional e a real contribuição da produção do FPSO Cidade de Vitória em termos percentuais para o setor industrial petrolífero.

Tabela II.2.1-15 - Produção nacional de petróleo por mês nos anos de 2003 a 2006 (dados em barris de petróleo).

| Dados | ANO | | | |
|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
| Janeiro | 46.606.279 | 45.176.870 | 46.433.066 | 52.339.887 |
| Fevereiro | 43.224.476 | 42.107.618 | 41.792.139 | 47.384.127 |
| Março | 46.879.245 | 45.882.632 | 47.688.814 | 52.570.757 |
| Abril | 45.602.557 | 43.472.284 | 50.287.571 | 52.118.087 |
| Maio | 46.118.431 | 44.039.759 | 52.360.783 | |
| Junho | 41.168.175 | 44.447.835 | 50.952.160 | |
| Julho | 46.224.511 | 46.915.521 | 52.094.259 | |
| Agosto | 47.772.288 | 46.565.298 | 50.400.888 | |
| Setembro | 45.675.154 | 45.694.632 | 50.008.560 | |
| Outubro | 46.483.290 | 46.522.232 | 51.788.492 | |
| Novembro | 44.424.817 | 43.571.253 | 50.227.314 | |
| Dezembro | 45.901.257 | 46.321.103 | 52.220.577 | |
| Total do ano | 546.080.480 | 540.717.037 | 596.254.624 | 204.412.858 |

Fonte: ANP - Boletim Mensal de Produção submetido à ANP.

Notas: Os dados referentes ao ano de 2003 foram retificados em 09/04.

II.2.2 - Histórico

A) Histórico de todas as atividades petrolíferas realizadas anteriormente no Bloco/Campo.

O ring fence denominado Campo de Golfinho foi descoberto através do poço pioneiro 1-ESS-123, situado no extremo norte da área do Bloco BES-100, onde foi identificado um intervalo portador de óleo com 40° API em arenitos de idade Maastrichtiano Inferior/Campaniano Superior.

O Bloco BES-100 teve seu contrato, de número 48000.003535/97-00, assinado junto à Agência Nacional de Petróleo (ANP), em 06/08/1998, abrangendo uma área de 5.477,77 km². A área correspondente ao bloco possuía até então apenas 2 poços perfurados e somente levantamento sísmico 2D, em um total de 23.436 km de linhas sísmicas.

A assinatura do contrato com a ANP levou a Petrobras a assumir um compromisso inicial de realizar e processar 20.000 km de sísmica 3D e perfurar 03 poços exploratórios no Bloco BES-100. Neste sentido, foram perfurados 10 poços exploratórios, inclusive os poços descobridores ESS-120, ESS-123 e ESS-

131 e processados 26.040,60 km de sísmica 3D. O primeiro poço perfurado em atendimento a este contrato de concessão foi o poço 1-ESS-90A, cujo término da perfuração ocorreu em 06 de junho de 1999.

Os resultados destes estudos e perfurações exploratórias resultaram na descoberta de áreas portadoras de hidrocarbonetos, que foram extraídas do Bloco BES-100 quando de sua devolução para a ANP em agosto de 2003, passando então a representar áreas de retenção para pesquisa por parte da Petrobras.

Após a descoberta de hidrocarbonetos no Campo de Golfinho, a empresa iniciou o Plano de Avaliação desta área, que constou da perfuração de novos poços exploratórios, cujos resultados se mostraram amplamente satisfatórios, justificando o decreto de comercialidade da área junto a ANP em janeiro de 2004.

Em 6 de fevereiro de 2006 teve início a atividade de produção de óleo no Campo de Golfinho através de um Teste de Longa Duração. A unidade FPSO Seillean, responsável pela realização do teste, se encontra posicionada sobre o poço 7-GLF-1HA-ESS, nas coordenadas UTM Norte = 7.782.315 e ESTE = 447.586, em lâmina d'água de 1.400 m.

O objetivo principal deste teste é a aquisição de dados do reservatório de hidrocarbonetos, sobretudo quanto à permeabilidade relativa do reservatório, ao estabelecimento de um modelo de fluxo, à obtenção de respostas quanto à pressão do aquífero sobre o reservatório e à obtenção de uma melhor caracterização dos fluidos ali existentes.

Outro *ring fence* a ser citado, denominado Campo de Canapu, situa-se a leste do Campo de Golfinho na porção centro-sul da Bacia do Espírito Santo. A descoberta foi realizada através do poço pioneiro 4-BRSA-256 (poço produtor de gás 4-ESS-138, o qual será interligado no FPSO Cidade de Vitória) em abril de 2004, onde foi identificado um intervalo portador de gás não associado em arenitos de idade Maastrichtiano Superior. A análise do reservatório constatou um volume em escala comercial na área que teve sua Declaração de Comercialidade realizada em Dezembro de 2005.

B) Relato sumário do projeto como um todo, desde a sua concepção inicial, destacando-se os cuidados ambientais que foram tomados na fase de

planejamento, incluindo: escolha do tipo de unidade de produção adequada, escolha da locação da unidade, escolha do traçado dos dutos, bem como suas técnicas de enterramento e adequação do sistema de escoamento da produção, e contratação de serviços de terceiros devidamente licenciados, entre outros.

A fase relativa à pesquisa de hidrocarbonetos no Bloco Exploratório BES-100 correspondeu à perfuração de poços exploratórios através de plataformas de perfuração e navios-sonda. O TAC de perfuração da Bacia do Espírito Santo corresponde ao processo IBAMA 02022-003118/05, assinado no dia 27 de janeiro de 2006.

Após o decreto de comercialidade de Campo de Golfinho, a empresa vem procurando formas de conhecer melhor esta área, e, neste sentido, concluiu ser tecnicamente importante e viável o início da produção comercial deste campo.

A unidade para desenvolver a produção comercial do Módulo II do Campo de Golfinho e de Canapu, conforme já descrito, é o FPSO Cidade de Vitória com capacidade de processamento de 100.000 bbl/d de óleo e 3.500.0000 m³/d de gás, capacidade de estocagem de 1.881.000 bbl de óleo e de injetar 22.000 m³/d de água dessulfatada.

Pretende-se também que esta unidade venha garantir a utilização das melhores práticas em termos de cuidados ambientais e de segurança, exigindo-se sua certificação nos requisitos das normas internacionais e nacionais, tanto ambientais quanto de segurança e saúde.

Com relação à escolha da locação para posicionamento da unidade, a opção pela sua localização se deu em função da localização do reservatório do Campo de Golfinho e da distribuição das distâncias entre a unidade e a cabeça dos poços produtores e injetores previstos para o empreendimento.

Quanto ao sistema de escoamento da produção de óleo, a concepção do projeto considera a utilização de navios aliviadores, que periodicamente atracarão junto à unidade de produção para recebimento da carga armazenada no FPSO.

O gás produzido pelo FPSO terá uma parte consumida internamente nos diversos equipamentos da unidade, a exemplo dos turbo geradores e caldeiras para geração de energia, sendo o excedente exportado pelo continente através

de um gasoduto conectado ao PLEM do gasoduto do Módulo I de desenvolvimento do Campo de Golfinho, seguindo até a UTGC – II (Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas). O gás proveniente do poço ESS-138 em Canapu será coletado pelo FPSO Cidade de Vitória através de uma linha rígida.

Ressalta-se que a unidade de produção será equipada com um *flare* que deverá ser utilizado em casos de necessidade operacional ou emergência.

Por outro lado, a utilização de poços produtores horizontais no interior dos reservatórios vem permitindo, além de uma maior capacidade de produção, uma análise mais detalhada do comportamento e das características técnicas de diversas partes do reservatório através de um único poço produtor, possibilitando, tanto a obtenção de respostas mais precisas em relação ao comportamento dos reservatórios quando colocado sob produção, quanto à otimização do sistema de produção.

A Figura II.2.2-1 apresenta a concepção do sistema de produção proposto para o desenvolvimento do Módulo II do Campo de Golfinho, contemplando o Campo de Canapu, e mostra a unidade de produção e os poços injetores e produtores.

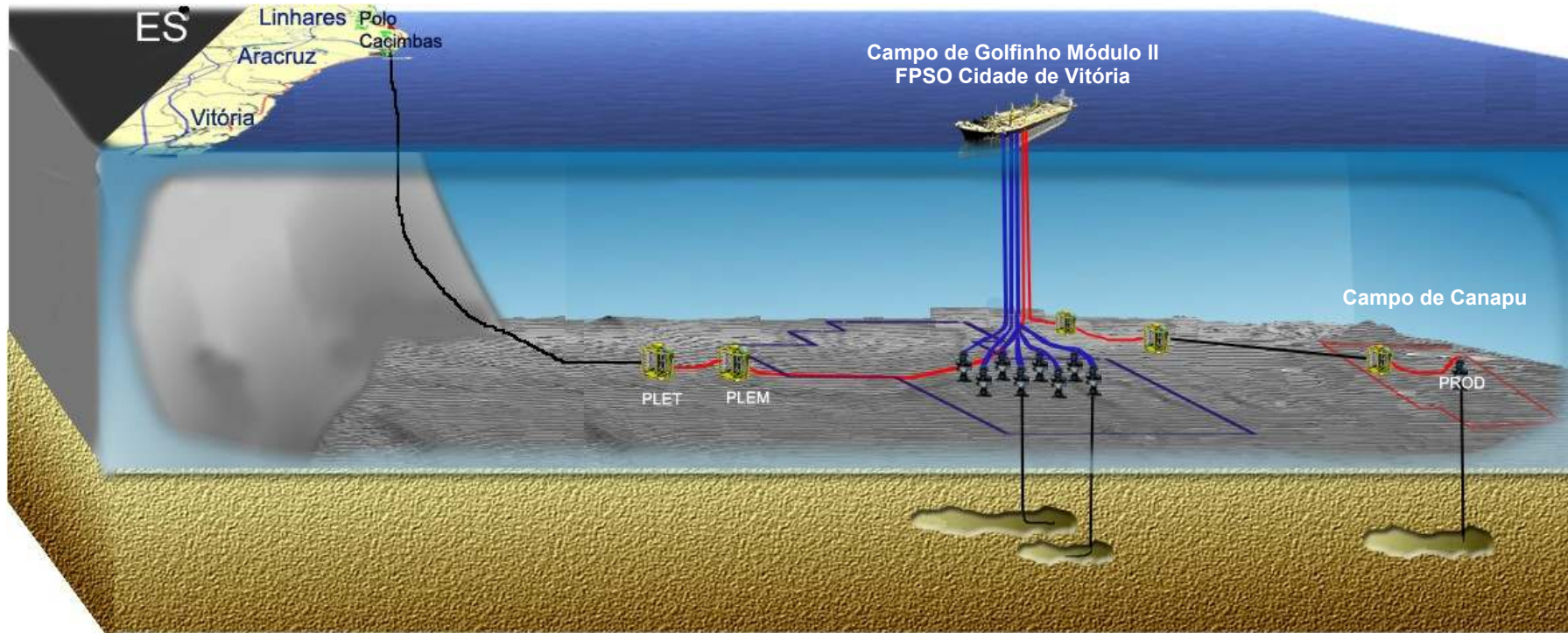


Figura II.2.2-1 – Esquema mostrando a concepção do Módulo II do sistema de produção de Golfinho e de Canapu.

A Tabela abaixo apresenta as principais características da concepção do sistema de produção do Projeto Golfinho, Módulo II.

Tabela II.2.2-1 - Principais características do sistema de produção do Campo de Golfinho, Módulo II e de Canapu.

| Sistema de produção do Campo de Golfinho | |
|--|----------------------------------|
| Nº de poços produtores de óleo horizontais | 4 |
| Nº de poços produtores de gás | 2 |
| Nº de poços injetores horizontais | 3 |
| Esquema de completção | Gravel Pack (Contentor de Areia) |
| Comprimento médio do trecho horizontal em metros | 900m |
| Mecanismo de elevação | BCSS ou Gás Lift Contínuo |
| Q óleo - Máx. em bbl/d | 100.000 |
| Q gás - Máx. em m³/d | 3.500.000 |
| Método de exportação do óleo | Offloading |
| Destino do gás excedente | Exportação para o continente |
| Dimensões do Gasoduto – trecho FPSO Vitória/PLEM | Diâmetro: 10 pol |
| | Extensão: 10,66 km |

II.2.3 - Justificativas para o Empreendimento

A) Aspectos Técnicos

A exploração comercial de hidrocarbonetos em acumulações portadoras de óleos e gás no mar, sobretudo em águas profundas e ultraprofundas, representa um grande desafio tecnológico e econômico não somente para a Petrobras, mas também para as maiores companhias de petróleo em todo o mundo. Contribui diretamente para esta afirmação o fato do Campo de Golfinho (Módulo II) conter óleo leve com grandes volumes de gás associado e o Campo de Canapu conter gás, o que reduz consideravelmente as incertezas associadas ao processo de produção, sobretudo com relação ao sistema de elevação e escoamento em

vazões comerciais, que não demandam o aquecimento prévio do produto a ser escoado.

Toda a tecnologia e experiência a serem utilizados na produção nos Campos de Golfinho (Módulo II) e Canapu são amplamente conhecidas da empresa, que já as adota em outras áreas produtoras.

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

A capacitação e liderança neste segmento da indústria petrolífera foram obtidas às custas de intensa pesquisa tecnológica ao longo dos anos, culminando com o desenvolvimento de uma tecnologia nacional voltada a este tipo de atividade. Neste sentido, a capacitação da empresa representa também uma forte justificativa técnica para ampliação da produção comercial em Golfinho, incluindo Canapu ressaltando que, além da empresa já vir explorando hidrocarbonetos no Campo de Golfinho, vem ainda explorando hidrocarbonetos em campos situados em áreas com maior profundidade de água do que as existentes neste campo.

O início da exploração de hidrocarbonetos no Campo de Golfinho em fevereiro de 2006 através de um Teste de Longa Duração está possibilitando a aquisição de dados do reservatório de hidrocarbonetos, sobretudo quanto à permeabilidade relativa do reservatório, ao estabelecimento de um modelo de fluxo, a obtenção de respostas quanto à pressão do aquífero sobre o reservatório, além de permitir uma melhor caracterização dos fluidos ali existentes.

Estas informações permitirão calibrar e otimizar o projeto de desenvolvimento do Módulo II. Conhecendo e reduzindo os riscos inerentes ao processo, podendo-se optar por uma alternativa que apresente o melhor resultado técnico econômico, auxiliando e facilitando a decisão gerencial.

B) Aspectos Econômicos

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

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

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

Para o caso específico do Projeto Golfinho, a implantação do Módulo II contribui para o desenvolvimento de um pólo de produção de óleo em águas profundas no Estado do Espírito Santo.

Esta acumulação, que se encontra integralmente localizada na Bacia do Espírito Santo, em sua porção central, ao contrário do campo de Jubarte, que mesmo se encontrando em águas territoriais do Espírito Santo, localiza-se na porção norte da Bacia de Campos, contribui para expandir reservas e produção de óleo leve.

Desta forma, este empreendimento confirma a capacidade da Bacia do Espírito Santo em geração e acumulação de reservas comerciais, e representa um estímulo à continuidade das pesquisas geológicas visando à descoberta de novas áreas com potencial de produção comercial na Bacia em questão. Tal situação representa, certamente, um aspecto econômico importante para o estado do Espírito Santo, uma vez que a continuidade do processo exploratório, tanto por

parte da Petrobras como das outras operadoras que possuem concessões exploratórias nesta bacia, condiciona uma série de investimentos no estado do Espírito Santo.

Este fato, associado às perspectivas de outras descobertas na Bacia do Espírito Santo, é bastante significativo do ponto de vista econômico, sendo capaz de incrementar a economia no estado, a exemplo dos diversos fornecedores para a indústria petrolífera e das atividades de *supply* para os empreendimentos *offshore*. Desta forma, o empreendimento Golfinho assume importância capital na medida representa um forte estímulo à busca de novas descobertas que gerem novos empreendimentos similares na Bacia do Espírito Santo.

Cabe ainda registrar o poder alavancador da indústria do petróleo no próprio setor industrial do estado do Espírito Santo, podendo-se citar a já implantada indústria de tubos de produção da Columbia Engenharia, que fornece tubos ranhurados para poços horizontais, além da implantação, pela Prysmian, de uma fábrica de umbilicais para a indústria petrolífera na cidade de Vila Velha e a reforma da Plataforma P-34 para o Campo de Jubarte.

Deve-se ainda enfatizar como importante justificativa econômica para a implantação deste empreendimento, o fato de se tratar de uma acumulação de óleo leve, mais demandado pelas necessidades do país e com valor comercial mais elevado, ao contrário dos óleos pesados como o do campo de Jubarte. Cabe registrar que a quase totalidade do óleo produzido em áreas *offshore* no Brasil possuem baixo grau API, sendo muito pesado e viscoso, de difícil refino e com elevados custos para processamento.

Este tipo de petróleo leve que ocorre no Campo de Golfinho corresponde aquele que o país mais importa para processamento nas refinarias brasileiras. Conseqüentemente, uma redução no volume importado deste tipo de petróleo representa economia de divisas para o país, em época de esforços para melhoria da balança comercial da nação.

Cabe destacar que a produção de gás nos Campos de Golfinho e Canapu vêm ao encontro da demanda nacional estratégica de incremento da produção de gás no país, gerada pelo atual cenário geopolítico na América do Sul.

Finalmente, deve ser destacado que o aumento da produção de hidrocarbonetos será acompanhado do aumento de impostos (ICMS e Imposto de

Renda) e royalties a serem arrecadados por municípios, estado e governo federal, além das receitas municipais que serão ampliadas através do recolhimento do ISS por parte das empresas prestadoras de serviço.

C) Aspectos Sociais

Dentre as justificativas sociais da instalação da atividade, destaca-se, além da manutenção do nível de emprego no segmento da indústria de petróleo no país, a geração de novos postos de trabalho, tanto direta como indiretamente, sendo de grande contribuição social do empreendimento em questão.

O aumento na produção de petróleo gera ainda uma maior confiabilidade no atendimento às demandas internas de derivados cujos reflexos sociais são bastante significativos. Além, disso, a necessidade de pessoal qualificado, provavelmente, ocasionará um aumento na capacitação de profissionais no setor petrolífero, uma vez que, espera-se um crescimento das atividades neste campo.

Convém considerar que o pagamento dos *royalties* a estados e municípios, cuja aplicação possibilitará investimentos nas áreas de saúde, saneamento básico e pavimentação, deverá promover melhorias na qualidade de vida das populações beneficiadas, uma vez que estas representam áreas de interesse da coletividade.

Ainda, com relação aos *royalties* a serem pagos, deve-se ressaltar a recente legislação que destina uma parte significativa dos recursos diretamente para o Ministério da Ciência e Tecnologia, que repassa parte destes recursos às universidades do país, visando o desenvolvimento de pesquisas diversas na área de petróleo, sendo a liberação dos recursos sujeita a aprovação da FINEP.

D) Aspectos Locacionais

A justificativa para localização da unidade de produção no Campo de Golfinho está relacionada diretamente com a posição compatível com as distâncias até os poços produtores e injetores que serão interligados à unidade (em Golfinho e em Canapu), considerando-se também o escoamento para o Módulo I.

Dessa forma, optou-se pelo lançamento de uma linha rígida de coleta até o Campo de Canapu e de uma linha flexível até o Módulo I, já licenciado

ambientalmente, no qual se utiliza um gasoduto rígido para o escoamento de gás até a praia de Cacimbas, em Linhares.

Há pesquisas geofísicas e geológicas desenvolvidas na porção norte do Bloco BES-100, ao longo dos últimos anos, que levam a identificação de *leads* exploratórios, os quais ao serem perfurados, através do poço exploratório ESS-123 e outros próximos, resultaram na primeira descoberta de acumulação de hidrocarbonetos portadora de óleo leve na Bacia do Espírito Santo.

Para a locação desta Unidade Estacionária de Produção (UEP) no espaço proposto, contribuiu, ainda, o fato da existência de maior conhecimento da área, quanto à ocorrência de estruturas acumuladoras de hidrocarbonetos em relação a outras existentes, levando a uma maior confiabilidade para a escolha, quanto a espessuras dessa estrutura, à heterogeneidade interna e a conexão com as diversas estruturas já mapeadas.

E) Aspectos Ambientais

Para a implantação do empreendimento nos Campos de Golfinho e Canapu, a Petrobras utilizará, tanto para a fase de instalação como para a fase de operação, tecnologia totalmente conhecida e dominada, fruto de ampla experiência obtida em outras concessões para produção de óleo e gás em áreas *offshore*.

A produção de óleo através da operação do FPSO Cidade de Vitória contempla o descarte de água de produção, que irá ser tratada e enquadrada previamente nas especificações exigidas pela CONAMA N° 357/05 (TOG máximo de 20 ppm).

A disponibilidade de gás natural propiciará a utilização deste em substituição aos óleos combustíveis pesados ainda utilizados atualmente por grande parte das indústrias. A eliminação de gases e partículas na combustão do gás natural é muito menor que aquela relativa à queima de óleos pesados, ocasionando uma redução significativa na emissão de gases e partículas para a atmosfera. Cabe destacar também o aumento crescente do número de veículos automotores que utilizam o gás natural como combustível.

Ressalta-se também que, com a execução das atividades de controle ambiental previstas neste documento, em especial Projeto de Monitoramento a ser implementado pela Petrobras, o empreendimento em questão proporcionará um ganho de conhecimento desta região oceânica, tanto em termos biológicos, como em relação à qualidade da água no local.

A atividade de produção irá contribuir, com a execução de estudos e projetos continuados, para o aumento do conhecimento da dinâmica desta região. Além disto, as informações geradas por estes programas subsidiarão uma avaliação ambiental mais consolidada de atividades petrolíferas *offshore*.

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

II.2.4 - DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

A) Descrição geral do processo de produção, caracterizando todas as suas etapas, incluindo as de controle, estocagem e transferência de óleo e exportação de gás

Apresenta-se neste item a caracterização das etapas de produção, de estocagem e de transferência de óleo e gás a serem produzidos durante a Fase de Produção do Módulo II do Campo de Golfinho e de Canapu, na antiga concessão exploratória BES-100. A produção será desenvolvida pela unidade FPSO Cidade de Vitória.

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

A.1) Sistema de Produção

Visando a exploração comercial das reservas de hidrocarbonetos do Módulo II do Campo de Golfinho e de Canapu, o sistema de produção prevê o afretamento, posicionamento e manutenção da unidade FPSO Cidade de Vitória no Campo de Golfinho durante um período de 9 anos prorrogáveis por mais 3 anos.

O sistema de produção proposto, representado pela unidade FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) Cidade de Vitória, consiste em uma unidade flutuante ancorada, através de um sistema composto de dezoito linhas de ancoragem dispostas equilibradamente nas extremidades da embarcação e em ambos os bordos, capaz de produzir, armazenar e transferir o óleo armazenado.

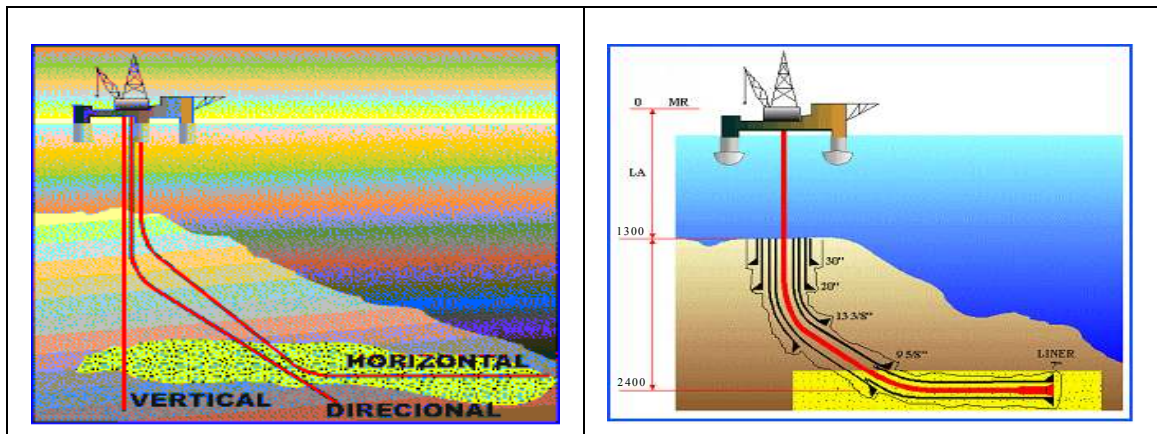
A esta unidade, durante a Fase de Produção, poderão ser interligados seis poços produtores de óleo, dois poços produtores de gás e quatro poços injetores de água. A profundidade d'água no local previsto para instalação desta unidade é de 1.386 metros.

O arranjo submarino previsto para a fase atual de produção no Módulo II do Campo de Golfinho e em Canapu inclui 4 poços produtores de óleo, 3 poços injetores de água e dois poços produtores de gás, perfurados em profundidade d'água entre 1410 e 1608 metros. A interligação individual dos poços à UEP se dará através de linhas flexíveis assentadas no assoalho oceânico, no caso dos poços localizados no Campo de Golfinho, e através de uma linha de coleta rígida, no caso do poço ESS-138, localizado em Canapu. Os poços produtores do Campo de Golfinho serão interligados ao FPSO através de *risers* flexíveis de 6" conectados às ANM (Árvores de Natal Molhadas).

A produção prevista para esta unidade nos Campos de Golfinho e Canapu é de aproximadamente 100.000 barris de óleo/dia e 3.500.000 Nm³/d de gás, existindo ainda a injeção de 22.000 m³/dia de água dessulfatada, situação que deverá ser mantida durante toda a Fase de Produção.

Todos os poços produtores de óleo do Campo de Golfinho têm a característica de serem poços horizontais no interior do reservatório, o que representa uma excelente opção, pois possibilita a otimização da produtividade dos poços. O ganho com a utilização desse tipo de projeto de poço pode ser

visualizado nas Figuras II.2.4-1 e II.2.4-2, onde se apresentam os diferentes tipos de poços normalmente utilizados na indústria do petróleo. No poço horizontal a exposição da zona produtora é maximizada, devido ao aumento do comprimento efetivo do poço dentro do objetivo. Para os poços direcional e horizontal são utilizadas técnicas de desvio e perfuração direcional através de diversos equipamentos de orientação e controle de direção da trajetória.

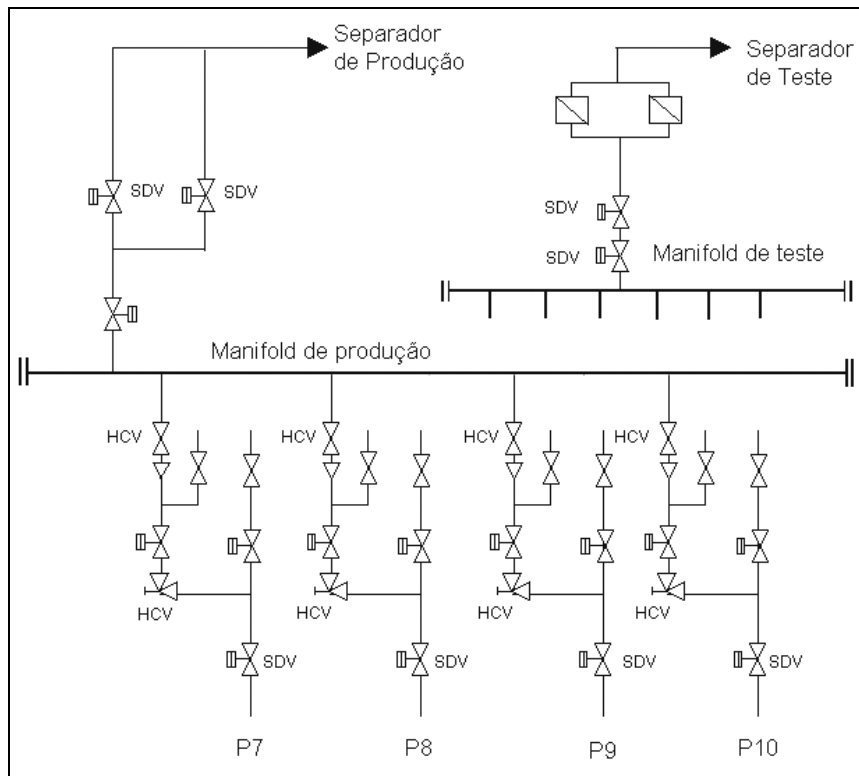


Figuras II.2.4-1 e II.2.4-2 - Tipos de poços e configuração típica de poço horizontal

O Sistema de Processamento de Hidrocarbonetos existente na unidade FPSO Cidade de Vitória foi projetado para uma capacidade de produção e processamento de 100.000 barris de óleo cru por dia (bpd), incluindo o tratamento de até 50.320 barris de água produzida por dia.

As linhas de produção dos poços conectam-se ao FPSO Cidade de Vitória através de uma varanda de *risers* localizada no convés à meia-nau, lado bombordo, onde estão instalados os coletores denominados *manifolds* de produção, os quais recebem o fluxo proveniente da linha de produção de cada poço. Há ainda um *manifold* para teste individual de produção dos poços. A Figura II.2.4-3 traz um fluxograma da chegada dos poços de óleo (a) e gás (b) na unidade, com o detalhe dos *manifolds*.

a)



b)

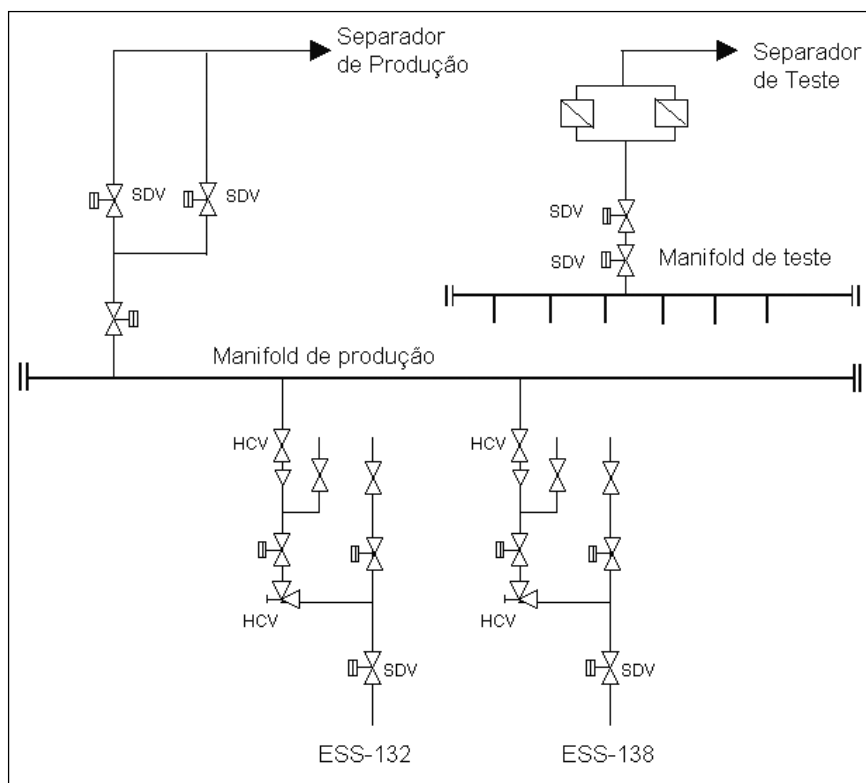


Figura II.2.4-3 – Coletor de óleo (a) e gás (b) dos poços.

Para os dois poços produtores de gás é previsto um coletor exclusivo com processamento em separado dos poços produtores de óleo.

Devido ao efeito da baixa temperatura em águas profundas, o petróleo tende a acumular parafina nas paredes internas das linhas de escoamento. Para promover sua limpeza são instaladas câmaras de lançamento e recebimento de *pigs* (raspadores).

Sistema de separação e tratamento de óleo

A planta de processo do FPSO Cidade de Vitória possui facilidades para promover a estabilização e separação dos fluidos produzidos pelos poços (óleo, gás e água) em dois estágios de separação trifásicos, e um tratador eletrostático. Um vaso separador de teste também foi instalado para efetuar testes de avaliação de produção dos poços de óleo.

Os fluidos recebidos no *manifold* de produção dos poços de óleo, a uma temperatura média de 40°C são aquecidos até 47°C nos pré-aquecedores 200AHA002A/B e até 55°C nos aquecedores 200AHA003A/B e direcionados para o separador horizontal trifásico HP (alta pressão) 200AVA001Z, cujo propósito é promover a primeira separação gás, óleo e água, à uma pressão de operação de 9 a 11 bar. O aumento da temperatura do óleo reduz a viscosidade e ajuda na quebra da emulsão da mistura óleo/água. Também é prevista a injeção química de desemulsificante e inibidor de espuma antes do separador HP, para auxiliar na estabilização do óleo.

Após passar pelo separador HP, o óleo é direcionado para um separador horizontal bifásico LP (baixa pressão) 200AVA002Z, com a finalidade de reduzir a pressão de vapor do óleo cru a níveis seguros para armazenagem nos tanques de carga do navio, de forma a diminuir a baixos níveis a emissão de frações voláteis de hidrocarbonetos. Antes de entrar no separador LP o óleo é reaquecido nos trocadores de calor 200AHA004A/B até alcançar a temperatura de aproximadamente 81°C.

O óleo ao sair do separador LP é alinhado para o tratador eletrostático 210AVU001Z onde é retirado praticamente todo restante de água e sal, conferindo à corrente de óleo um teor máximo de sal em torno de 570 mg/l e água

(BSW) menor do que 1,0%. O princípio de operação desse vaso é baseado na indução de uma carga elétrica nas gotículas de água presente na corrente de óleo, provocando a coalescência dessas gotas devido às forças de atração eletrostática que passam a agir, que por sua vez formam gotas maiores que vão decantando no fundo do vaso por ação de forças gravitacionais.

Devido à baixa energia do óleo após passar no separador LP, o fluxo na planta é garantido através de bombeio para o tratador eletrostático, efetuado pelas bombas 210APA0001A/B/C.

A planta de processo também contempla um vaso separador de teste horizontal 200AVA005Z, com o propósito de avaliar periodicamente a produção individual dos poços, assim como as suas frações de água e razão de gás/óleo (RGO). Os fluidos podem ser direcionados para esse vaso através do *manifold* de teste localizado próximo à chegada dos poços, à meia-nau.

O óleo estabilizado e livre de água é resfriado e medido em uma estação de medição fiscal, antes de ser enviado para os tanques de estocagem do navio, cuja capacidade de estocagem é de 1.881.000 barris de óleo. A Figura II.2.4-4 apresenta um fluxograma da planta de tratamento de óleo.

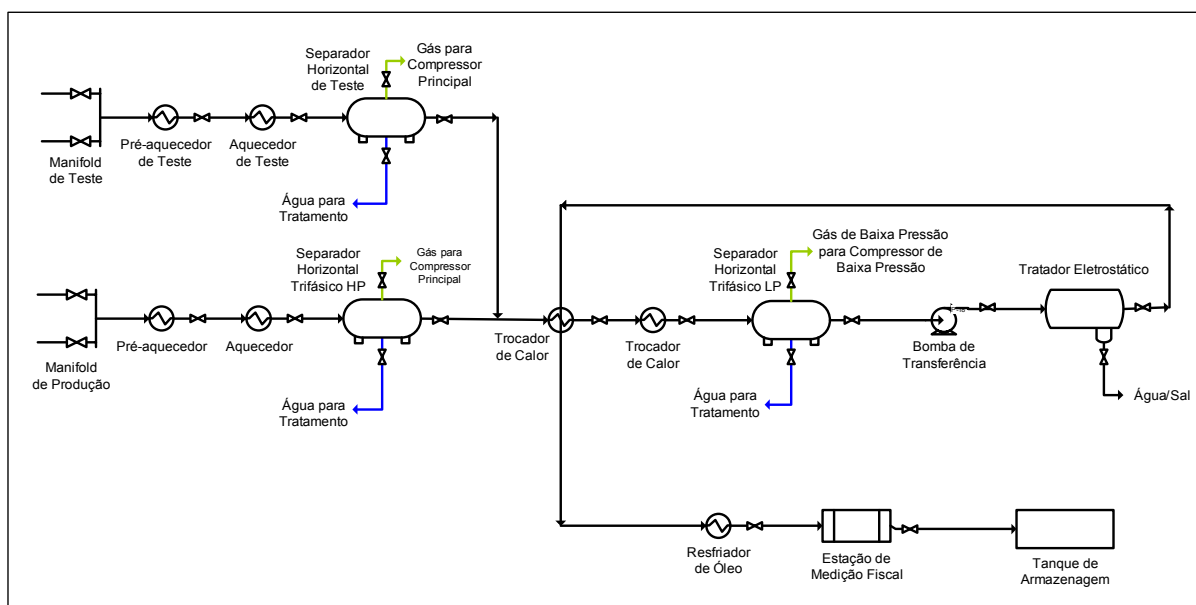


Figura II.2.4-4 – Fluxograma da planta de tratamento de óleo

Sistema de separação de gás não associado

A planta de processo do FPSO Cidade de Vitória possui facilidades para promover a estabilização e separação dos fluidos produzidos pelos poços produtores de gás não associado em um estágio de separação bifásico, não havendo separador de teste para este sistema.

Os fluidos recebidos no *manifold* dos poços de produção de gás, a uma temperatura média de 22°C, são aquecidos até 47°C nos aquecedores 300AHA006A/B e direcionados para o separador 300AVA004Z, onde as frações mais pesadas em fase líquida são conduzidas ao separador HP (alta pressão) 200AVA001Z. O gás separado, dependendo de sua pressão, pode ser conduzido à unidade de desidratação de gás ou à sucção de primeiro estágio dos compressores principais.

Sistema de compressão e desidratação do Gás

O gás liberado no separador de alta pressão e teste é encaminhado diretamente para os compressores principais, enquanto que o gás liberado no separador de baixa pressão passa primeiro por uma compressão auxiliar, com o intuito de elevar a sua pressão até o valor necessário para ser admitido na sucção dos compressores principais, assim chamados, por serem responsáveis pela compressão de todo gás liberado nos separadores até a pressão de 200 bar. A finalidade de promover esse aumento de pressão no gás é tornar possível a injeção de gás *lift* nos poços, permitir o consumo como gás combustível e exportar o excedente para terra.

O sistema de compressão principal pode ainda receber correntes de gás conforme mencionado no Sistema de separação de gás não associado acima descrito.

A planta de compressão possui dois conjuntos de turbo-compressores em paralelo, cada um com capacidade de comprimir 3.500.000 Nm³/dia. Os compressores são acionados por turbinas a gás *dual fuel* e comprimem o gás em três estágios de compressão. No primeiro estágio, o compressor 360AKA101Z

comprime o gás até a pressão de 28 bar. Em seguida, o segundo estágio de compressão 360AKA102Z eleva a pressão até 68 bar e por último, o terceiro estágio de compressão 360AKA103Z eleva a pressão até o parâmetro final de 200 bar.

Antes de cada estágio de compressão, o gás é resfriado em trocadores de calor e retirado condensado em vasos (*scrubbers*) verticais. Ao sair do terceiro estágio de compressão o gás é resfriado até 37,5°C nos trocadores 360AHA104Z e 360AHA204Z antes de seguir para o sistema de desidratação.

O compressor auxiliar (*flash gas compressor*) 360AKC001Z possui capacidade de comprimir até 307.000 Nm³/dia de gás liberado no separador de baixa pressão LP (baixa pressão) 200AVA002Z. O compressor é do tipo parafuso, acionado por motor elétrico. O gás recuperado nesse compressor é encaminhado para a sucção dos compressores principais.

O gás comprimido a alta pressão deve ser desidratado antes de ser consumido, injetado e exportado. A finalidade de se promover a desidratação do gás é evitar a formação de cristais de hidratos (sólido semelhante ao gelo no aspecto visual, cuja principal característica é manter aprisionado, entre os cristais de água, moléculas de gás) e conseqüentemente a obstrução nas linhas e dutos. O processo de desidratação do gás é feito através do contato físico do Trietilenoglicol (TEG), durante a passagem em contra fluxo dos dois produtos em bandejas especiais dentro da torre 380AVB001Z. A umidade do gás é absorvida pelo TEG devido ao poder higroscópico desse produto. Ao sair da torre, o TEG é encaminhado para uma unidade de regeneração, onde é novamente purificado por elevação da temperatura para a liberação de vapor de água, se utilizando ainda o *stripping* a gás para melhorar a eficiência do processo e, finalmente, bombeado para a torre de desidratação, fechando o ciclo.

O gás seco ao sair da torre é enviado para: consumo interno de gás combustível (principalmente na geração de energia principal, compressão principal e caldeiras de vapor do navio, com previsão de consumo médio em torno de 300.000 Nm³/dia); injeção de gás *lift* nos poços produtores, com vazão máxima de 1.500.000 Nm³/dia; e exportação para terra através de gasoduto. A Figura II.2.4-5 apresenta um fluxograma mostrando a planta de compressão e tratamento de gás.

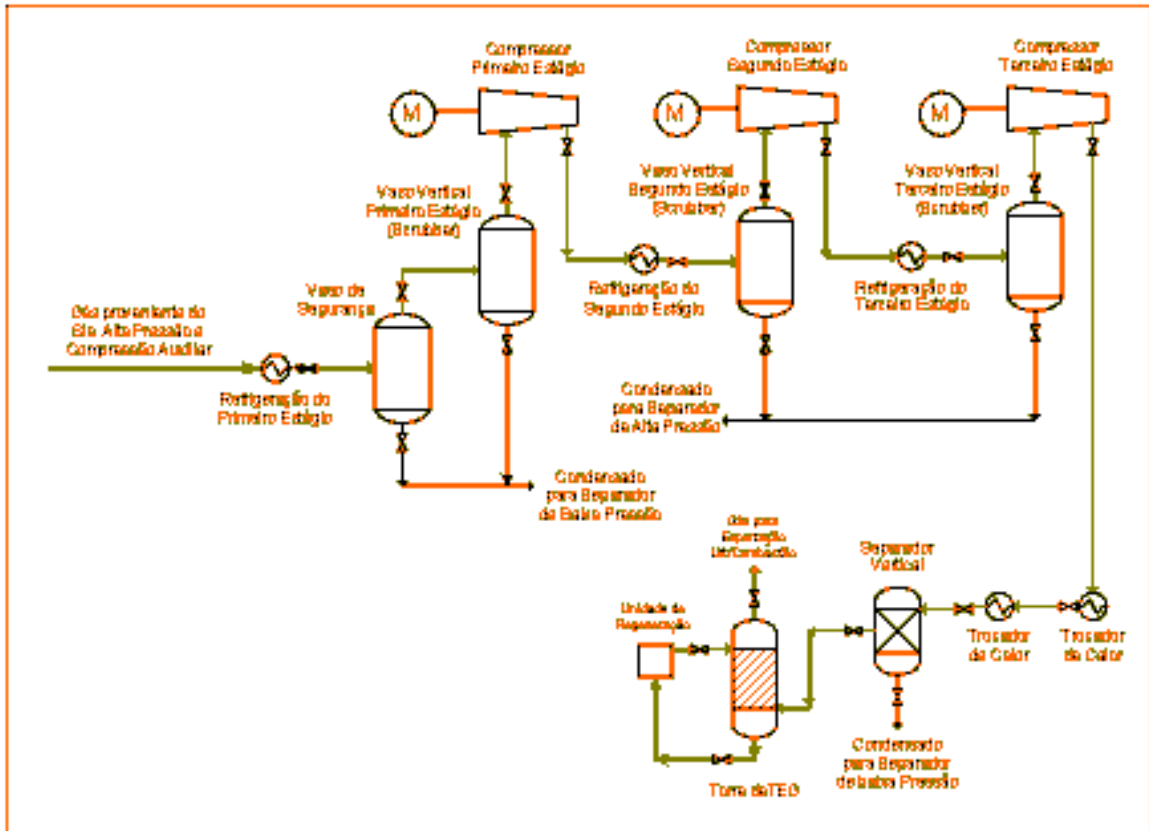


Figura II.2.4-5 – Fluxograma da planta de compressão de gás

Sistema de gás de Flare de alta e baixa pressão (HP e LP)

O sistema é constituído por dois subsistemas independentes, um de alta (HP) e outro de baixa (LP) pressão, possuindo, cada um, um vaso para retenção de condensados (230AVD001Z e 230AVD002Z) e uma rede que conduz os gases a uma única torre vertical, onde os queimadores de alta e baixa pressão estão instalados.

O sistema HP permite queimar rapidamente e de forma segura todo o gás do inventário dos vasos e linhas de alta pressão da planta de processo quando necessário. O sistema de *flare* HP é formado por um coletor principal interligado a vários coletores secundários, que permite o alinhamento do gás de todos os pontos de interesse do processo para o vaso horizontal do *flare* HP, 230AVD001Z, onde todo o líquido que porventura vier carregado pelo gás é separado e enviado para o separador LP (separador do segundo estágio), 200AVA002Z e o gás, direcionado para os queimadores de alta pressão.

O sistema de *flare* LP é projetado para receber todo o gás aliviado do separador do segundo estágio, compressão auxiliar e outras unidades que trabalham com gás de baixa pressão. O sistema de *flare* LP também conta com um coletor principal e coletores secundários que permitem a interligação da malha de alívio de baixa pressão para o vaso horizontal LP do *flare* 230AVD002Z e deste para o bico do queimador de baixa pressão.

O queimador, planejado para baixas emissões de NOx, é projetado de modo a garantir que os limites de exposição à radiação a curto e médio prazo não sejam ultrapassados sob todas as condições operacionais. Embora seja previsto que durante a operação normal somente o piloto dos queimadores seja mantido aceso, cada um dos sistemas do queimador é projetado para queima contínua (2.500.000 m³/dia no de alta e cerca de 330.000 m³/dia no de baixa pressão) de toda a produção em caso de emergência.

Para segurança do sistema é mantida uma pequena vazão de gás para purga, a qual é queimada, suficiente apenas para manter uma pressão positiva, não permitindo a entrada de oxigênio no sistema. Durante o período de operação normal da planta de processo, apenas uma chama piloto permanece acesa no queimador para garantir a queima do sistema de *flare* quando acionado.

A Figura II.2.4-6 apresenta o fluxograma do sistema de *flare* de alta e baixa pressão.

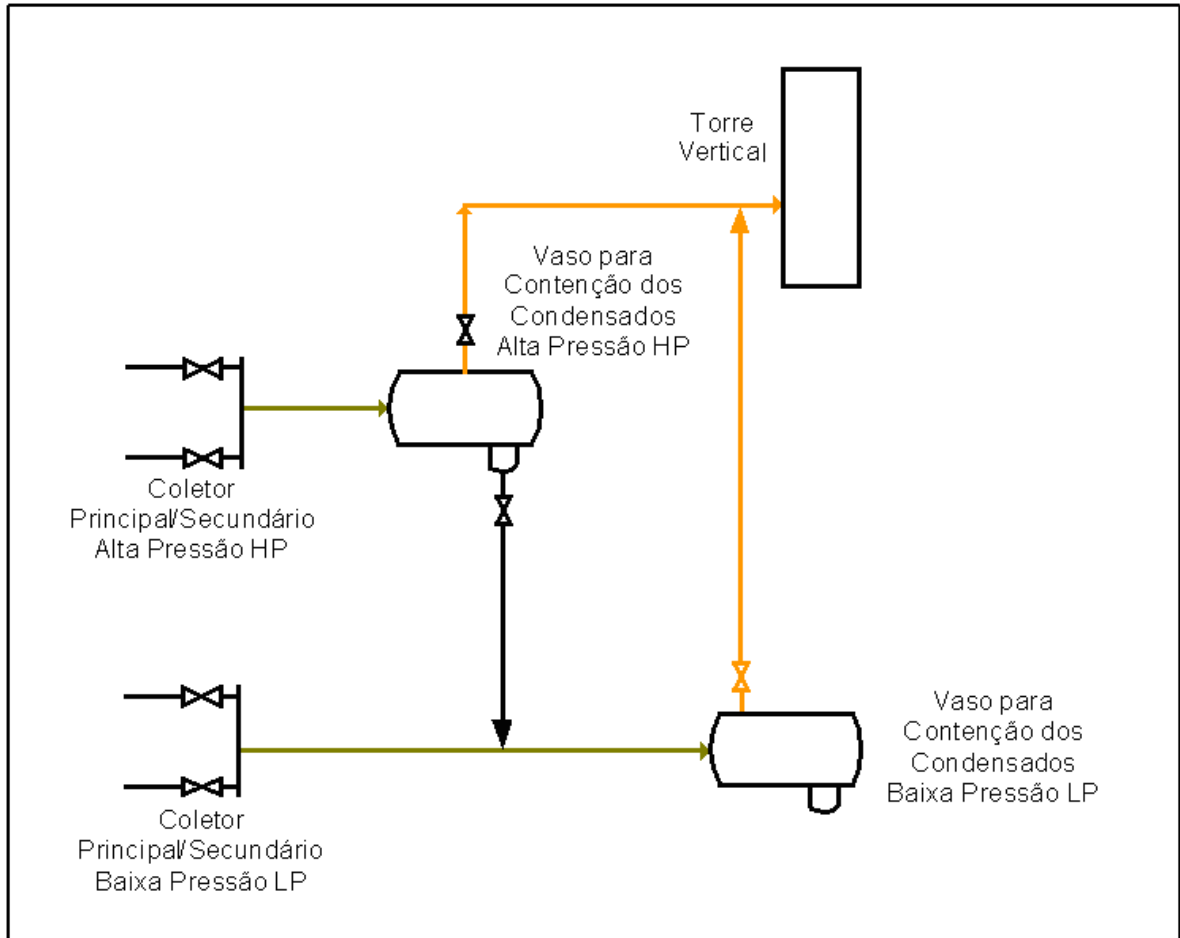


Figura II.2.4-6 – Fluxograma do sistema de flare.

Sistema de Tratamento de Água Produzida

Toda a água produzida na planta de processo é encaminhada para um sistema de tratamento específico (com capacidade de até 8.000 m³/d) para este tipo de fluido oleoso, onde é submetida a processos de centrifugação e flotação. Primeiramente a água oleosa passa por um processo de separação centrífuga nos hidrociclones 560ACB001A/B, de onde é conduzida para o flotador 560AVV001Z. Em seguida é resfriada, e uma vez atendidas as especificações do teor de óleo e graxa, a mesma é descartada no mar. Caso a água para descarte não esteja enquadrada, o fluxo é desviado para tanques de *slop* tornando possível o retratamento.

Ressalta-se que a capacidade nominal da planta de processo do FPSO Cidade de Vitória é de 100.000 barris/dia de líquido (óleo + água) e a capacidade nominal da planta de tratamento de água produzida 8.000 m³/dia, sendo que, caso eventualmente a produção exceda esta capacidade nominal, ficará sempre a vazão total limitada à capacidade da planta de tratamento de água produzida, garantindo um TOG de até 20 ppm para descarte.

O teor de óleo na água descartada é monitorado e registrado pelo OCM (*Oil Content Monitor* – monitor de TOG). Se o teor de óleo ultrapassar 20 ppm, a válvula de descarga do costado do FPSO fecha-se automaticamente, abrindo-se outra válvula automática que direciona o efluente aos tanques de *slop*. O monitor de TOG possui alarme visual e sonoro na Sala de Controle de Processo. O mesmo sinal que aciona o alarme provoca interrupção automática do descarte, com o retorno da água para novo tratamento.

A Figura II.2.4-7 apresenta um fluxograma mostrando o sistema de tratamento de água produzida.

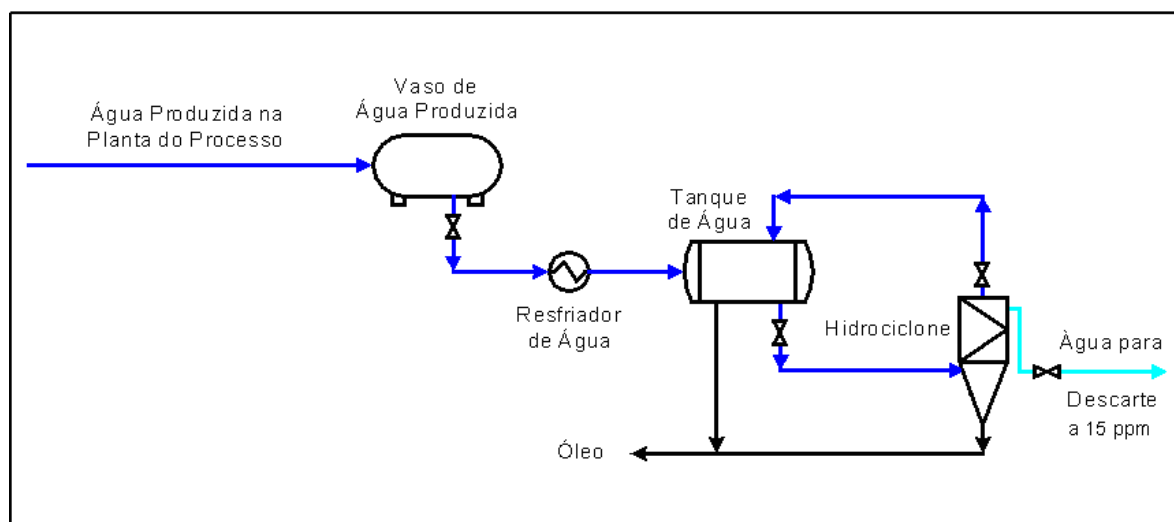


Figura II.2.4-7 – Fluxograma de tratamento de água produzida

Sistema de Gás Combustível de Alta e Baixa Pressão (HP e LP)

O gás combustível é usado principalmente para geração elétrica do pacote de geração principal, compressores principais e vapor das caldeiras do navio.

Na saída do pacote de desidratação do gás, parte do fluxo é desviado, passa por um pré-aquecedor (420AHA001Z) e por uma válvula redutora de pressão, onde a mesma é reduzida de 200,0 kgf/cm² abs para 30 kgf/cm² abs, e entra no vaso depurador do sistema de gás combustível (420AHA002Z).

Neste depurador o condensado formado ou carregado é removido de maneira a condicionar o gás para ser utilizado como combustível.

Na saída do depurador sofre novo aquecimento no aquecedor (420AHA002Z) e parte é direcionada para queima nas turbinas dos turbogeradores e parte para o sistema de gás combustível de baixa pressão.

A vazão de gás combustível de alta pressão é estimada em 230 000 m³/dia.

O gás combustível de baixa pressão é usado em menor escala em consumidores como piloto do *flare*, aquecedores e regeneração de glicol.

Parte do gás na saída do depurador é desviado, passa por uma válvula redutora de pressão onde a pressão é reduzida de 29,5 kgf/cm² abs para 7 kgf/cm² e é direcionado para os consumidores (caldeiras, purga do *flare*, piloto do *flare* e gás de *stripping* da unidade de regeneração de glicol). A vazão de gás combustível de baixa pressão está estimada em 200 000 m³/dia. A Figura II.2.4-8 apresenta um fluxograma mostrando o processo na planta de gás combustível na unidade.

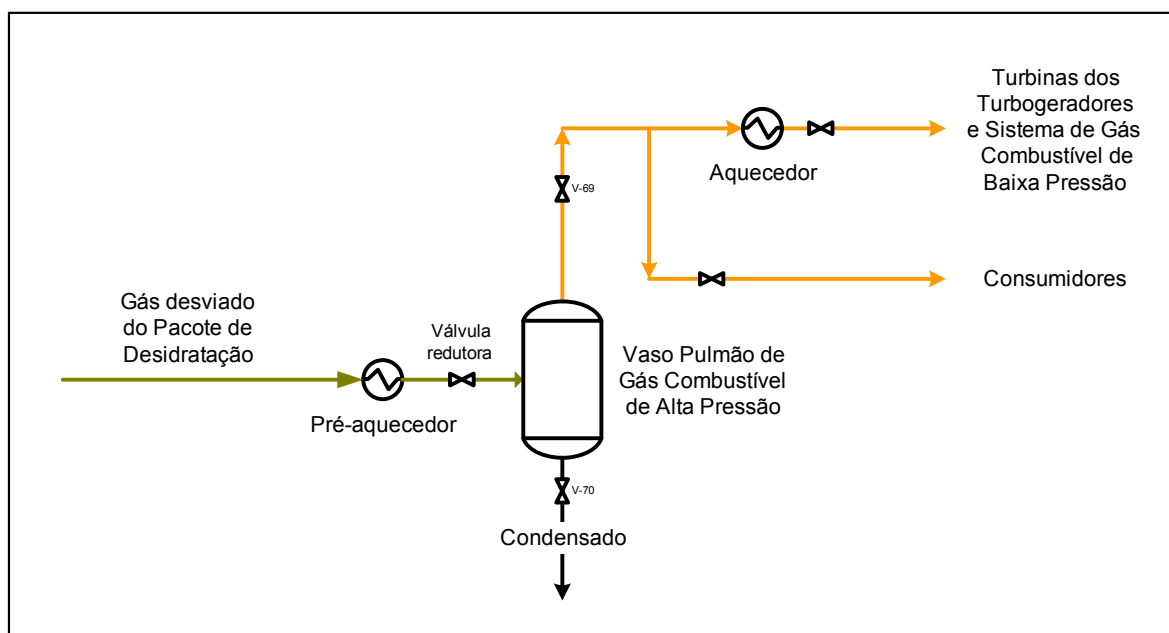


Figura II.2.4-8 – Fluxograma do processo de gás combustível

Sistema de Água de Injeção

O sistema de água de injeção possui capacidade para injetar até 22.000 m³/dia de água tratada. A água é captada no mar através de bombas de captação e direcionada para a unidade de tratamento, onde passa por processos de filtragem grossa para remover sólidos maiores do que 80µm, tratamento químico com injeção de biocida e seqüestrante de oxigênio, desaeração a vácuo e dessulfatação, onde o teor de sulfatos é reduzido de 2800 mg/l para cerca de 100 mg/l. Por fim, é bombeada à alta pressão para injeção nos poços injetores.

A finalidade do tratamento da água de injeção é evitar corrosão na tubulação dos poços de injeção, formação de incrustação na tubulação dos poços de produção de óleo, obstrução do meio poroso da rocha reservatório e proliferação de bactérias sulfato-redutoras presentes nas rochas reservatório. A Figura II.2.4-9 apresenta o fluxograma da planta de tratamento de água de injeção.

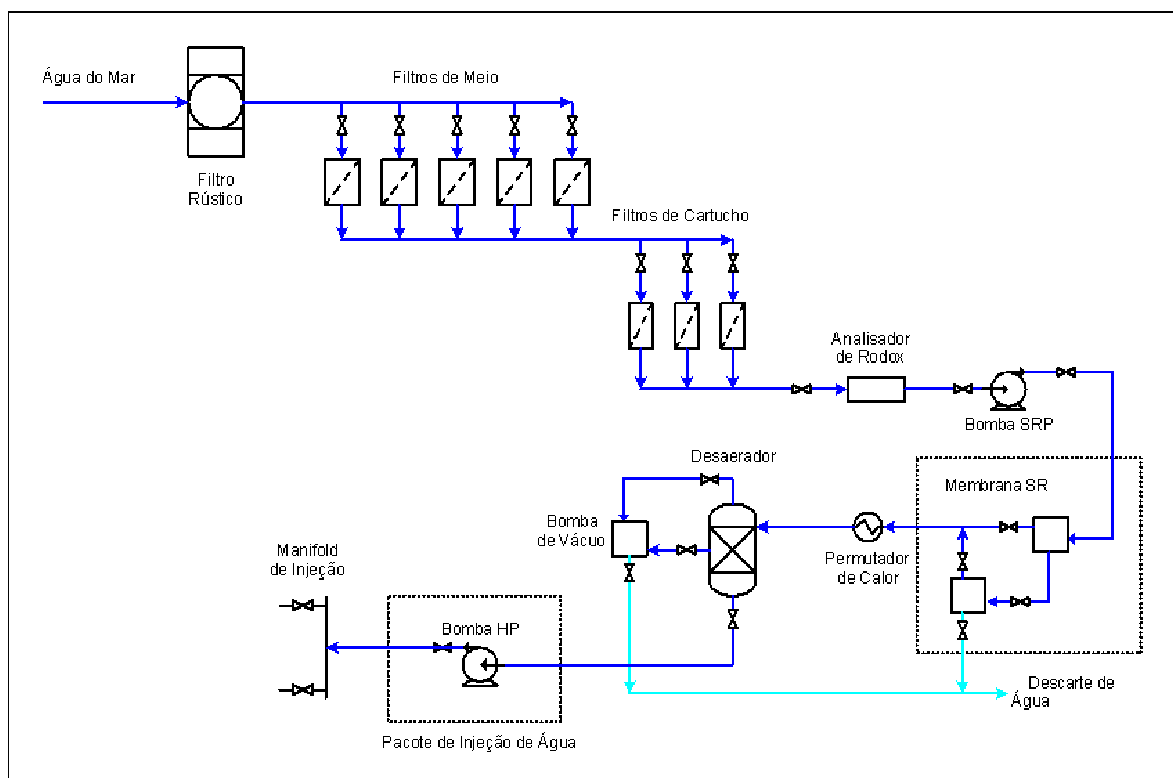


Figura II.2.4-9 – Fluxograma da planta de água de injeção

Sistema de Injeção Química

O sistema de injeção química inclui facilidades para injeção de diferentes produtos em diferentes pontos da planta de processo e instalações submarinas. O sistema basicamente consiste de tanques apropriados para armazenagem individual dos produtos químicos, bombas de injeção e linhas de injeção. A injeção pode ser feita de forma contínua ou não. A dosagem é feita através de válvulas reguladoras que permitem manter a vazão de injeção ótima de cada produto. Os principais produtos químicos a serem injetados são:

- **Injeção submarina**

Etanol: Utilizado para inibir a formação de hidratos em dutos, tanto de óleo quanto de gás, no fundo do mar, em caso de falha ou baixa eficiência da unidade de desidratação de gás ou em caso de situações de retomada de

produção após *shutdown*. É armazenado em tanque de 24.000 litros, sendo esta capacidade adequada à vazão de injeção de até 3.000 litros por dia durante uma semana.

Inibidor de parafina: Utilizado para inibir a formação de cristais aglutinantes de origem parafínica em dutos de óleo no fundo do mar, caso a temperatura de escoamento fique abaixo da TIAC (temperatura inicial de aparecimento de cristais). É armazenado em tanque com capacidade de 36.000 litros

Solvente (Xileno) para as BCSS: Utilizado para lavagem e dissolução de goma e borra nas BCSS em caso de baixa eficiência das mesmas e/ou remoção para manutenção. É armazenado em tanque com capacidade de 21.000 litros

Inibidor de Incrustação: Este produto será utilizado apenas quando os poços produtores começarem a produzir água. O anti-incrustante será injetado na árvore de natal de cada poço para prevenir a formação de incrustação nas linhas de produção. O produto será armazenado em tanque com capacidade para 5.400 litros.

- **Injeção na Planta de Processo**

Desemulsificante: Utilizado para facilitar a separação óleo/água no processo. É armazenado em tanque de 10.800 litros. Este produto será utilizado somente quando iniciar a produção de água do reservatório.

Inibidor de espuma (Antiespumante): Este produto compreende uma solução de óleo de silicone a 12500 cSt em querosene, numa proporção de 1:3. Será armazenado em tanque de 6.600 litros de capacidade.

Polieletrólito: Este produto é um quebrador de emulsão inversa e pode ser adicionado à água produzida para facilitar a separação do óleo. Serão armazenados em média 3.000 litros deste produto, de modo a permitir sete dias de consumo.

- **Injeção no Sistema de Água de Injeção**

Seqüestrante de oxigênio: Será injetado continuamente na água de injeção a uma taxa entre 5 e 200 ppm, dependendo da eficiência operacional da torre desaeradora. Será armazenada na embarcação uma quantidade suficiente deste produto para permitir sete dias de consumo. A unidade tem capacidade de armazenar 3.000 litros deste produto.

Biocidas:

Serão utilizados três tipos de biocida:

- biocida dispersante de bactérias para injeção contínua a montante da desaeradora a uma taxa de 5 a 20 ppm. Será armazenado em tanque de 4.000 litros;
- biocida de choque aplicado a uma taxa de 200 a 1.000 ppm durante uma hora, duas vezes por semana. Será armazenado em tanque de 4.000 litros;
- biocida para as membranas de dessulfatação: será aplicado a uma taxa de 2 ppm e será armazenado em tanque de 250 litros.

Seqüestrante de cloro: Será injetado na água do mar captada de modo contínuo a uma taxa de até 7 ppm para proteção das membranas de dessulfatação. Será estocado em tanque de 5.000 litros.

Inibidor de Incrustação: Será injetado na concentração de até 4 ppm para evitar incrustação nas membranas de dessulfatação e será estocado em tanque de 750 litros.

Limpeza ácida: Será utilizado produto de pH ácido específico para limpeza das membranas de dessulfatação. Uso não contínuo. A capacidade de armazenagem para este produto não excederá a 2.000 litros.

Limpeza alcalina: Será utilizado produto de pH básico específico para neutralizar as membranas de dessulfatação após limpeza ácida. Uso não

contínuo. A capacidade de armazenagem para este produto não excederá a 2.000 litros.

Unidade de Remoção de Sulfatos (SRP): tem como objetivo remover sulfatos naturalmente presentes na água do mar, reduzindo o seu teor para valores menores de 100 ppm. A unidade é alimentada pelo sistema de captação de água do mar, sendo filtrada por filtros de cartuchos que permitem uma concentração máxima de 10 partículas de sólidos por ml, com tamanho maior do que 5 micra. Após o processo de filtragem é feita a injeção de inibidor de incrustação (VITEC 3000 - injeção contínua a 3,0 ppm) e seqüestrante de cloro (ANTICHLOR – injeção intermitente a 3,0 ppm) com a finalidade de proteger as membranas. O Anexo II.2-1 apresenta as fichas técnicas dos produtos utilizados. A corrente de água é bombeada para os bancos de membranas onde sofrerá uma redução dos sulfatos em dois estágios de permeação. No primeiro estágio, todo o fluxo é submetido às membranas. Cerca de 50% da água é permeada e segue para saída da SRP, enquanto a outra metade, o rejeito, é direcionada para o segundo estágio de membranas, sofrendo o mesmo processo de permeação. Ao final dos dois estágios, a água dessulfatada, correspondente a aproximadamente 75% do fluxo inicial, segue para o sistema de injeção de água, sendo o restante, 25%, descartado para o mar em linha independente no costado do FPSO.

Para apreciação desta CGPEG/IBAMA, os laudos das análises de toxicidade dos produtos supracitados e do efluente de uma unidade similar (FPSO Brasil) são apresentados no Anexo II.2-2 deste documento. E para simular o comportamento do citado efluente no meio, está sendo apresentada, no Anexo II.2-3, a modelagem do descarte do efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos do FPSO Capixaba (Módulo I), sendo similar à Unidade que será instalada no FPSO Cidade de Vitória.

- **Sistema de Drenagem**

As instalações de superfície do FPSO Cidade de Vitória contarão com três sistemas de dreno independentes. Dois sistemas contemplarão os drenos das

áreas classificadas, sendo um fechado e outro aberto com selagem tipo sifão. Ambos os drenos contendo hidrocarbonetos ou água oleosa serão alinhados para os tanques de *slop* do navio. Nesses tanques o óleo é separado da água, sendo recuperado e enviado novamente para a planta de processo. O sistema de dreno fechado não será dimensionado para a pressão de operação dos vasos de processo. Todas as tubulações de saída serão dotadas de bloqueios tipo “figura 8” e válvulas com dispositivos de travamento.

O outro sistema de drenagem atenderá aos pontos onde não existe a possibilidade de contaminação com óleo, possibilitando assim o encaminhamento direto para o mar da drenagem de água de chuva e dilúvio do sistema de combate a incêndio.

Sistema de Geração Elétrica

O FPSO Cidade de Vitória possuirá uma capacidade de geração de energia elétrica instalada de 49.370 kW, assim distribuída:

- 01 gerador, potência 11.000 kW, acionado por turbina a vapor, instalado na Praça de Máquinas;
- 03 geradores, potência 10.300 kW cada, acionados por turbina a gás, dual fuel, instalados no *deck* de produção;
- 02 geradores reserva, potência 1.800 kW cada, acionados por turbina a vapor, instalados na Praça de Máquinas;
- 01 gerador de cargas essenciais, potência 3.000 kW, acionado por motor diesel, instalado na Praça de Máquinas;
- 01 gerador de emergência, potência 870 kW, acionado por motor diesel, instalado na sala do gerador de emergência no *deck* principal.

O sistema foi projetado para operar continuamente com o turbo-gerador a vapor e com dois dos três turbo-geradores a gás, mantendo sempre um de reserva. A capacidade da geração principal foi projetada para atender o consumo de pico previsto para a unidade, garantindo assim uma margem de segurança no fornecimento de energia para os equipamentos essenciais do FPSO Cidade de Vitória.

Sistema de Água de Aquecimento

Este sistema tem a finalidade de suprir energia térmica para os principais sistemas de processo. Os principais consumidores são o sistema de separação e tratamento de óleo, o sistema de separação de gás não associado e os aquecedores do sistema de gás combustível. Este sistema é um circuito fechado de água industrial. A água é aquecida através de troca de calor com os gases de exaustão dos turbo-geradores a gás. Neste sistema existem três bombas, sendo uma reserva, que distribuem a água de aquecimento para os aquecedores.

Sistema de Água de Resfriamento

O sistema de água de resfriamento atende principalmente ao sistema de compressão, ao resfriamento da água produzida e também ao óleo já tratado, caso necessário. Este sistema também é um circuito fechado de água industrial. Para resfriar a água do circuito fechado é utilizada água do mar. Neste sistema existem três bombas, sendo uma reserva, que distribuem a água de resfriamento para os resfriadores.

Sistema de Ar de Instrumento

Ar de instrumento é suprido através de um sistema de ar comprimido localizado na sala de máquinas. O ar é seco e enviado para o vaso de ar de instrumento de onde é encaminhado para os consumidores.

Sistema de Diesel

Este sistema tem por finalidade receber, armazenar, purificar e distribuir diesel para os consumidores, a saber:

- Caldeiras;
- Moto-gerador de emergência e essencial;
- Turbo-geradores e turbo-compressores;

- Guindastes;
- Moto-bombas de incêndio;
- Serviço eventual de partida de poços.

O sistema de diesel compreenderá os seguintes componentes:

- 02 Tanques de armazenamento;
- 02 Tanques de sedimentação;
- 01 Tanque de serviço;
- 02 Bombas de serviço para consumidores do convés;
- 03 Bombas de transferência;
- 02 Bombas para suprimento de diesel para as caldeiras e
- 01 Purificadora do tipo centrífuga.

O óleo diesel, transportado por embarcações de apoio, é recebido no FPSO por meio de bombeamento através de mangueiras flutuantes. A bordo, o óleo é estocado em tanques, purificado e transferido aos consumidores por dutos e bombas. O processo de purificação inicia-se com a decantação, no tanque de sedimentação, e a purificação propriamente dita na centrífuga, tornando o óleo pronto para consumo. Depois de centrifugado, o óleo é enviado para o tanque de serviço, de onde é distribuído para os consumidores.

A.2) Sistema de Estocagem e Transferência de Petróleo

A transferência de petróleo do FPSO Cidade de Vitória, em operação denominada *offloading*, se dará através de navios aliviadores amarrados à popa ou à proa do FPSO Cidade de Vitória, a uma distância de cerca de 150 metros. O FPSO Cidade de Vitória será dotado de duas estações de *offload*, sendo uma na popa e outra na proa. O navio aliviador recebe óleo através de um mangote flexível de 20 polegadas de diâmetro e cerca de 250 m de comprimento. O mangote de *offloading* é equipado em ambas as extremidades com válvulas automáticas que só podem ser abertas para permitir o fluxo depois de estarem

corretamente conectadas aos flanges fixos correspondentes, localizados um em cada navio.

Um acoplamento de desengate rápido de alta confiabilidade é instalado em uma das extremidades do mangote para permitir a sua rápida liberação em caso de emergência. Para assegurar que quaisquer problemas sejam prontamente identificados, interrompendo-se a transferência de petróleo, a operação é acompanhada permanentemente por uma pessoa no convés de cada navio. Ao final do *offloading*, o mangote é recolhido, lavado e guardado no FPSO até a próxima operação e o aliviador transporta o óleo para os terminais de recebimento de terra. A água de lavagem do mangote vai para os tanques de drenagem (*slops*) para tratamento.

A Figura II.2.4-10 a seguir apresenta uma operação de transferência de uma unidade tipo FPSO para um navio aliviador.



Figura II.2.4-10 - Vista aérea de uma operação de *offloading* de um FPSO para um navio aliviador.

A estocagem de petróleo no FPSO Cidade de Vitória será realizada em 19 tanques da embarcação, sendo 5 centrais e 14 laterais (7 em cada bordo), que juntos irão perfazer uma capacidade total de 1,881 milhões de barris.

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

A periodicidade da transferência de óleo do FPSO Cidade de Vitória para os navios aliviadores deverá ser estabelecida de acordo com a quantidade de óleo produzida, podendo chegar a ser semanal na fase inicial de produção. O sistema de transferência contempla 4 bombas centrífugas acionadas a vapor com vazão máxima de 4.500 m³/hora cada uma. O tempo máximo previsto para a operação é de 24h. O mangote de *offloading* do FPSO (transferência) após a operação será recolhido para a embarcação. A Figura II.2.4.11, a seguir, apresenta um fluxograma ilustrativo da operação de *offloading*.

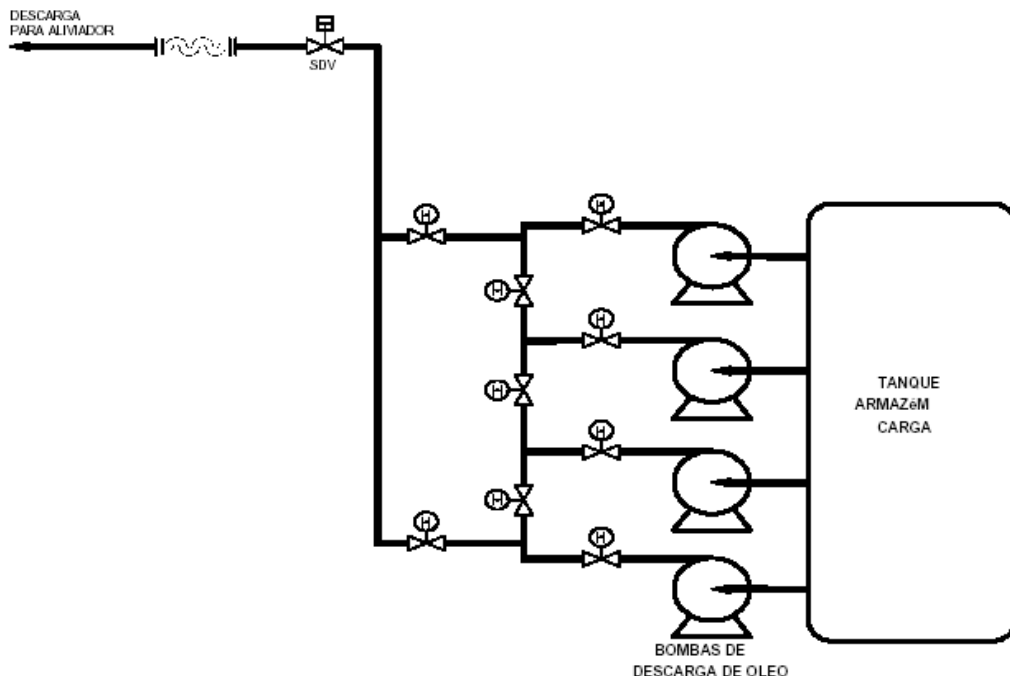


Figura II.2.4-11 - Sistema de Offloading

A.3) Sistema de Escoamento de Gás

Como já abordado anteriormente, o gás excedente àquele utilizado na unidade de produção, equivalente a um volume diário de 3.500.000 Nm³, será escoado pelo sistema de exportação, representado por um gasoduto com 10,66 km de extensão e 10 polegadas de diâmetro, que interligará a unidade de

produção ao PLEM do Módulo I do Desenvolvimento do Campo de Golfinho, seguindo a partir deste para estação de tratamento em terra (UTGC II).

Este gasoduto submarino, a partir de sua extremidade no FPSO Cidade de Vitória, será composto de:

- Um *riser* flexível de 10” e 1900 m de extensão;
- Uma Válvula Submarina de Bloqueio (SSSV– *subsurface safety valve*) que será instalada na base do *riser* flexível;
- Um tramo flexível de *flowline* de 10” e 8.755 m de extensão ligando o *riser* ao *Pipeline End Manifold* (PLEM-GLF-01).

A válvula submarina de bloqueio será atuada remotamente do FPSO, através de um umbilical hidráulico, para isolamento do gás no gasoduto em caso de emergência ou necessidade operacional.

Em terra, este gás será tratado na UTGC-II, de onde será comprimido no gasoduto já existente, visando seu consumo industrial e residencial na região da Grande Vitória, enquanto a fração correspondente ao GLP será escoada para os centros consumidores em caminhões.

B) Descrição dos processos de instalação para produção e escoamento, descrevendo, entre outros:

B.1) Os procedimentos de reconhecimento e escolha de locações e as medidas adotadas para a mitigação do risco de instabilidade geológica.

Foram analisados dados oriundos de estudo geológico recentemente desenvolvido pela Petrobras no *Ring Fence* dos Campos de Golfinho e Canapu (E&P – SERV/US-SUB/GM – 9/2.300, 2006). A partir destes, verificou-se que o fundo marinho da área mapeada é caracterizado conforme mostrado a seguir:

a) Plataforma continental: de uma maneira geral, é representada por um relevo inclinado suavemente para SE, com profundidade máxima de 100 m. O gradiente médio do fundo marinho é de 1° para SE.

b) Talude Continental: as profundidades variam de 100 a 1.260 metros. O Talude superior apresenta gradientes do fundo marinho de 5° a 25° para SE, enquanto no talude médio há gradientes do fundo marinho que variam de 5° a 15° para SE, e no talude inferior as inclinações não ultrapassam 5°.

Os estudos identificaram dois *canyons* localizados a NE e SW, respectivamente. O cânion mais a NE possui uma largura de aproximadamente 1 km, comprimento de 20 km e profundidade de 135 m. O *canion* a SW possui uma largura de aproximadamente 500 m, comprimento de 16 km e profundidade de 70 m. Observa-se que nos flancos destes *canyons* os gradientes situam-se até 10° no talude inferior, chegando a 25° no talude superior.

O fator de segurança considerado como mínimo requerido para garantir a segurança do talude dos Campos de Golfinho e Canapu é de 1,30, de acordo com padrões recomendáveis de engenharia, ou seja, o talude da seção analisada encontra-se seguro com base no critério estabelecido. O fator mínimo aceitável de 1,30, de acordo com padrões recomendáveis de engenharia, considera as incertezas, que podem ser atribuídas a mecanismos de disparo de movimentos de massa diversos, de parâmetros pouco conhecidos na área em estudo (Garske, 2005).

Contudo, a análise de estabilidade estática, considerando somente o carregamento gravitacional (peso próprio) não considera a ação de sismos. Somente uma análise pseudoestática ou dinâmica forneceria períodos de retorno e probabilidades de ocorrência de deslizamentos no talude originados por sismos. Porém, os registros estatísticos da atividade sísmica na região offshore da bacia do Espírito Santo são insuficientes para embasar este tipo de modelagem. Neste sentido, a análise de estabilidade qualitativa é complementar e pode minimizar os riscos.

Desta forma, na área dos campos de Golfinho e Canapu, os estudos de avaliação de risco geológico buscaram evidências e possíveis indícios da ação direta e indireta dos sismos sobre o fundo marinho. A presença do

drape hemipelágico holocênico em quase todos os testemunhos, de um total de 54 coletados na área, indica a ausência de eventos de deslizamentos e remoção há pelo menos 10.000 anos. Somente no interior das cabeceiras do cânion Watu Norte e no seu talvegue superior foram encontradas areias holocênias, bem como em alguns pontos da plataforma externa. Os depósitos de movimentos de massa mais recentes observados no talude e no platô são oriundos de eventos que ocorreram durante o final do último período glacial (Biozona Y1A) ou no máximo durante o início da transgressão marinha, entre 10.000 e 11.000 anos atrás.

Se considerarmos que durante todo este tempo a margem continental esteve sismicamente ativa, sujeita a sismos de diferentes magnitudes, e que a morfologia do talude se manteve praticamente inalterada, pode-se admitir uma probabilidade muito baixa de que sismos possam vir a causar fenômenos geológicos (tais como remoção de sedimentos, deslizamentos, abertura de fendas e fraturas) que possam afetar a integridade física das instalações submarinas e do meio ambiente no tempo do projeto.

O registro geológico tem demonstrado que o fator preponderante na geração de eventos de deslizamentos e remoção no talude das bacias marginais leste brasileiras durante o Quaternário foram as constantes variações do nível relativo do mar. É possível que a co-ocorrência de sismos durante tais períodos possa ter intensificado os eventos de remoção e deslizamentos.

Os estudos realizados subsidiaram a melhor locação do sistema de linhas de produção e injeção e a própria ancoragem da unidade de produção.

B.2). Os procedimentos para lançamento, amarração e ancoragem das linhas de escoamento, principalmente na transposição de regiões morfológicamente acidentadas.

Foi realizado um levantamento batimétrico e amostragem do solo marinho na região dos Campos de Golfinho e Canapu (E&P – SERV/US-SUB/GM – 9/2.300, 2006), onde será instalado o sistema submarino. Neste levantamento não foi encontrado nenhum obstáculo ou regiões morfológicamente acidentadas, bem como condições de solo adversas que requeiram procedimentos especiais para a instalação dos dutos de coleta e de escoamento de gás.

Sendo assim, descreve-se a seguir o procedimento padrão de instalação das linhas de produção e escoamento, tendo em vista que não será necessário adotar quaisquer medidas específicas para a mitigação de riscos. Informações adicionais referentes a esse procedimento estão apresentados no subitem F.1.

Em adição, cabe ressaltar que durante a instalação do sistema submarino será realizado um *track survey* com auxílio de ROV que permitirá a visualização direta da área de lançamento.

Instalação da Unidade de Produção

A unidade de produção FPSO Cidade de Vitória se deslocará de Dubai para Vitória, no Espírito Santo, com propulsão própria, e de Vitória para a locação do Campo de Golfinho, a embarcação será rebocada.

Esta unidade de produção caracteriza-se por ser uma embarcação dotada de um sistema de ancoragem em diversos pontos (*spread mooring*). A ancoragem será realizada em LDA (lâmina d'água) de aproximadamente 1.386 m, onde as linhas convergem para a UEP.

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

Serão utilizadas estacas torpedo prevendo-se um raio de ancoragem em torno de 1850m. Este sistema de ancoragem consiste em um conjunto capaz de manter o navio posicionado de forma fixa em um determinado local.

Instalação das Linhas Flexíveis de Produção e Injeção

As linhas flexíveis a serem lançadas no Módulo II do Campo de Golfinho e em Canapu, bem como seus acessórios, serão carregadas na Base de Vitória e colocadas em uma Embarcação de Lançamentos de Linhas (LSV). Após a chegada à área de instalação será realizada a inspeção da rota prevista para o lançamento das linhas flexíveis.

Em seguida será feita a Conexão Vertical Direta (CVD) da primeira extremidade da linha de produção na Base Adaptadora de Produção (BAP), procedendo-se ao lançamento da linha de produção até o FPSO Cidade de Vitória. A seguir será realizado o *pull in*, que corresponde à entrega da segunda extremidade da linha de produção no FPSO.

Dependendo do plano de instalação este arranjo poderá se inverter, ou seja, o *pull-in* passará a ser a primeira conexão, e após esta primeira etapa, a embarcação retornará ao poço e realizará a Conexão Vertical Direta (CVD) da segunda extremidade na Base Adaptadora de Produção (BAP).

Este procedimento aplica-se indistintamente às linhas de produção e às anulares. Já os umbilicais costumam seguir quase que invariavelmente a primeira configuração de instalação acima mencionada.

Após o lançamento de todas as linhas de produção, anular e umbilical, faz-se a conexão dos *risers* aos torpedos de ancoragem, e finalmente ocorrerá a inspeção e registro da rota das linhas lançadas.

Para os poços de injeção, as etapas são idênticas àquelas dos poços de produção, atentando apenas para o fato de que os poços injetores não possuem a linha de anular, ocorrendo ainda a substituição da linha de produção pela linha de injeção de água.

Ao final, todas as linhas serão ancoradas a partir do raio de zona de tensão informado nos arranjos submarinos, estando prevista em princípio a

ancoragem de cada duto com o uso de colares e uma estaca torpedo com capacidade de 140t por duto. Caso necessário, poderá ser usada estaca torpedo de até 210t.

Instalação da Linha Rígida de Coleta de gás de Canapu

A linha rígida a ser lançada no Campo de Canapu, bem como seus acessórios, será carregada na Base de Vitória pela embarcação Skandi Navica, que utilizará posicionamento dinâmico (DP) em sua operação.

Após a chegada à área de instalação será realizada a inspeção da rota prevista através de ROV, e a linha rígida será lançada na medida em que as conexões por soldagem forem sendo realizadas. Cada conexão realizada por solda será inspecionada a bordo utilizando-se raio-X. Os tubos serão depositados no fundo do mar com os PLET's já montados em suas extremidades, de acordo com uma diretriz pré-determinada

O duto completo será testado, limpo, seco e inertizado após sua instalação. Os dutos poderão ser lançados do FPSO para o poço ou vice versa em função de restrições técnicas no momento de seu lançamento.

B.3) A mitigação dos riscos de interação das linhas a serem lançadas com outras instalações existentes na área.

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

Quanto ao risco de interação das linhas de escoamento e injeção do sistema de produção a serem lançadas no Campo de Golfinho e em Canapu com outras linhas ou instalações na área, pode-se afirmar que este risco é praticamente inexistente. No entanto, com o objetivo de mitigar o risco de interação entre estes equipamentos, o posicionamento do FPSO Cidade de

Vitória e de seu sistema de produção e escoamento de gás será incluído no Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO), que é um banco de dados da PETROBRAS onde estão todas as informações sobre os equipamentos (obstáculos) fixos existentes, estejam eles submersos ou na superfície. Com este sistema, tem-se a localização exata e o controle de todas estas singularidades, bem como a profundidade d'água (LDA) em que elas se encontram.

C) Descrição da Unidade de Produção, caracterizando sucintamente seus principais equipamentos e capacidades.

Para a atividade de produção no Campo de Golfinho, a Unidade Estacionária de Produção (UEP) a ser utilizada é do tipo FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*), que é uma unidade flutuante de produção, armazenagem e transferência de petróleo.

O FPSO Cidade de Vitória é uma unidade de produção convertida a partir de um navio petroleiro tipo VLCC (*Very Large Crude Carrier*), no qual foram providenciadas facilidades de produção. Sobre o convés principal deste FPSO está prevista a montagem da estrutura que suporta todos os equipamentos da planta de processo. Os equipamentos previstos a serem montados em Módulos nesta estrutura são os seguintes:

- Módulo de compressão de gás – equipamentos rotativos;
- Módulo de compressão de gás – equipamentos auxiliares;
- Módulo de *manifold* e laboratório;
- Módulo de geração de energia elétrica;
- Sala de distribuição de energia para os equipamentos;
- Módulo de injeção química e utilidades
- Módulo de tratamento de água do mar e injeção de água;
- Módulo de desidratação do gás e compressor *booster*;
- Módulo composto por dois vasos do sistema de *flare*;

- Módulo dos separadores de produção
- *Flare*
- Sistemas navais de uso geral
- *Pipe rack*
- Áreas de recebimento de carga (*laydown areas*)
- Varanda dos *risers* (chegada dos poços e gasoduto)
- Módulo de medição fiscal;

No convés estão instalados ainda dois guindastes principais de manuseio de cargas gerais, além de um terceiro auxiliar, instalado na popa, onde está montado o heliponto.

Os dois guindastes principais (ambos a boreste) servem às áreas de atracação de embarcações de suprimento e apoio, enquanto que o guindaste auxiliar (também a boreste) atende a demandas no casario e heliponto, além de auxiliar na operação de manuseio do mangote de transferência de óleo em caso de necessidade. Além destes guindastes, o FPSO conta com pórticos e carros mecânicos (*trolleys*) para manuseio e transporte de cargas ao longo do convés.

As acomodações do FPSO Cidade de Vitória se localizam no casario de popa, que está dividido em sete níveis, distribuídos como mostra a Tabela II.2.4-1.

Tabela II.2.4-1 - Distribuição das acomodações no FPSO Cidade de Vitória.

| | |
|-------------------|--|
| UPPER DECK | É o nível alinhado com o convés principal. Neste piso estão localizados: <ul style="list-style-type: none">- gerador de emergência- <i>workshop</i> para tubulação- gerador de gás inerte- paióis da hotelaria (carne, peixe, vegetais, não perecíveis)- <i>air handling units</i>- <i>foam tank room</i>- unidade hidráulica- escritório do almoxarife |
|-------------------|--|

| | |
|------------------------|--|
| | <ul style="list-style-type: none">- lavanderia- vestiário- <i>emergency response room</i>- TBDs- bote de resgate- entrada da sala das bombas. |
| 1st Bridge Deck | <p>É o segundo nível do casario. Nele estão:</p> <ul style="list-style-type: none">- estocagem de tambores- baleeira de bombordo e baleeira de boreste- escritório Saipem (8 pessoas)- escritório Petrobras (4 pessoas)- cabine telefônica- <i>coffee shop</i> fumantes- <i>coffee shop</i> não-fumantes- <i>conference room</i>- cozinha- refeitório (+/- 48 pessoas)- sala de controle (CCR)- sala de reunião (+/- 10 pessoas)- sala de rádio <p>Este é também o nível de acesso às embarcações salva-vidas.</p> |
| 2nd Bridge Deck | <p>É o terceiro nível, onde estão localizados:</p> <ul style="list-style-type: none">- 16 cabines (15 x 2 + 1 x 4 = 34 pessoas)- documentação técnica- sala de vídeo fumantes- sala de vídeo não-fumantes- sala de ginástica |
| 3rd Bridge Deck | <p>É o quarto nível do casario, possuindo:</p> <ul style="list-style-type: none">- 19 cabines (15 x 2 + 3 x 4 + 1 x 1 = 43 pessoas)- enfermaria |

| | |
|-------------------------------|--|
| 4th Bridge Deck | É o quinto nível do casario e se divide em: <ul style="list-style-type: none"> - 17 cabines (10 x 2 + 7 x 1 = 27 pessoas) - sala de equipamentos de telecomunicação - sala de baterias - sala de bússula |
| Navigation Bridge deck | É o sexto nível do casario e possui: <ul style="list-style-type: none"> - <i>helideck</i> - ponte de comando - sala de <i>briefing</i> - sala de espera |
| Wheel House | É o sétimo e último nível, onde se localizam os equipamentos elétricos de navegação. |

A Tabela II.2.4-2 a seguir apresenta de forma consolidada as características do FPSO Cidade de Vitória.

Tabela II.2.4-2 - Principais características do FPSO Cidade de Vitória.

| | |
|--------------------------------------|--|
| CONVÉS | |
| Comprimento | 337,06 m |
| Boca (largura) | 54,5 m |
| Pontal (altura até convés principal) | 27,0 m |
| Altura do queimador (até a quilha) | 147,00 m |
| Altura do heliponto | 41,4 m |
| CASCO | |
| Calado máximo | 21,05 m |
| Deslocamento | 274.165 MT |
| Alojamento (leitos) | 104 pessoas |
| TANQUES | |
| Carga | 19 unid. Capacidade total 1,88 milhões de barris |
| <i>Slop</i> | 02 unid. Capacidade total 17.501 m ³ |
| <i>Fuel oil</i> | 03 unid. Capacidade total 8.200 m ³ |
| Diesel | 04 unid. Capacidade total 3.763 m ³ |

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

SALVATAGEM

Os equipamentos relacionados abaixo compõem o sistema de salvatagem do FPSO Cidade de Vitória.

- 1 bote de resgate para 5 passageiros;
- 8 balsas infláveis para 25 passageiros cada;
- 2 baleeiras para 100 pessoas cada;
 - 248 coletes salva-vidas;
 - Bóias circulares, sendo 4 delas com sistema de iluminação auto-ativada e 4 com iluminação ativada e sinal fumígeno.

D) Descrição das operações de intervenção que poderão ocorrer ao longo da produção e dos cuidados ambientais a serem tomados para a realização de cada operação.

Este item encontra-se em elaboração e será protocolado posteriormente, quando da finalização do mesmo.

E) Descrição de todo o sistema de dutos submarinos que será utilizado para escoamento e transferência da produção, caracterizando os dutos de diferentes tipos, diâmetros e fluidos a serem transportados, informando a extensão total do conjunto, os pontos de interligação com sistemas pré-existentes e os elementos de segurança e bloqueio contra vazamentos.

E.1) Descrição do sistema de dutos submarinos que será utilizado para produção, caracterizando os dutos de diferentes tipos e diâmetros, informando a extensão total do conjunto e os elementos de segurança e bloqueio contra vazamentos.

O sistema de dutos submarinos previsto para a produção dos Campos de Golfinho e Canapu será composto por linhas de produção e injeção (estas somente em Golfinho), umbilicais eletro-hidráulicos, cabos de potência e linhas de acesso ao anular.

As Tabelas II.2.4-3, II.2.4-4 e II.2.4-5 apresentam, respectivamente, a caracterização (comprimentos e diâmetros) das linhas de produção, das linhas de injeção e a extensão total do conjunto, em metros, para as partes referentes ao riser e ao flow, considerando-se o somatório das linhas de produção e injeção. Todas as linhas de produção/injeção são do tipo flexível, com exceção da linha de coleta de Canapu, que é mista.

Tabela II.2.4-3 - Caracterização das linhas de produção dos Campos de Golfinho e Canapu.

| Linhas de poços produtores | | | |
|----------------------------|----------|-----------------|-------------------------|
| Poço | Linha | Comprimento (m) | Diâmetro Interno (pol.) |
| Produtor 07 | Riser | 2000 | 6,0 |
| | Flowline | 2170 | 6,0 |
| Produtor 08 | Riser | 2000 | 6,0 |
| | Flowline | 965 | 6,0 |
| Produtor 09 | Riser | 2000 | 6,0 |
| | Flowline | 3140 | 6,0 |
| Produtor 10 | Riser | 2000 | 6,0 |
| | Flowline | 1025 | 6,0 |
| ESS-132 (gás) | Riser | 2000 | 6,0 |
| | Flowline | 1890 | 6,0 |
| ESS-138 (gás) | Riser | 2200 | 6,0 |
| | Flowline | 2100 | 6,0 |
| | Rígida | 19400 | 6,0 |

Tabela II.2.4-4 - Caracterização das linhas de injeção do Campo de Golfinho.

| Linhas de poços injetores | | | |
|---------------------------|----------|-----------------|-------------------------|
| Poço | Linha | Comprimento (m) | Diâmetro Interno (pol.) |
| Injetor 03 | Riser | 2000 | 6,0 |
| | Flowline | 2960 | 6,0 |
| Injetor 04 | Riser | 2000 | 6,0 |
| | Flowline | 2325 | 6,0 |
| Injetor 05 | Riser | 2000 | 6,0 |
| | Flowline | 2100 | 6,0 |

Tabela II.2.4-5 - Extensão total das linhas de riser, flow e rígida dos Campos de Golfinho e Canapu.

| Totais de linhas de poços produtores e injetores | | |
|--|-----------------|-----------------|
| Linha | Diâmetro (pol.) | Comprimento (m) |
| Riser | 6 | 18.200 |
| Flowline | 6 | 18.675 |
| Linha Rígida | 6 | 19.400 |

O conjunto de umbilical eletro-hidráulico de cada poço de produção de óleo deste sistema será constituído por três mangueiras de 0,5 polegada para injeção de produtos químicos, nove mangueiras de 0,375" para controle das ANMs e três pares de cabos elétricos para sensoriamento. Este conjunto umbilical apresenta um diâmetro externo de aproximadamente 5 polegadas, totalizando uma extensão de aproximadamente 17.980 metros de linhas assentadas no solo marinho.

Assim como nos poços produtores de óleo, serão utilizados umbilicais para controle dos poços produtores de gás com características semelhantes, totalizando uma extensão de aproximadamente 27.550 metros de linhas assentadas no solo marinho.

Inicialmente os poços de óleo do Módulo II do Campo de Golfinho irão produzir por surgência e posteriormente por BCSS. Na falha das BCSS estão

previstas linhas de acesso ao anular para gás *lift* dos poços produtores de óleo. Os poços de gás em Golfinho e Canapu irão produzir por surgência. As linhas anulares serão utilizadas para injeção de gás *lift* (somente para os poços de óleo), para passagem de *pig* (poços de óleo e de gás) e prevenção/dissolução de hidratos (poços de óleo e de gás). A Tabela II.2.4-6 apresenta as características das linhas de acesso ao anular. A Tabela II.2.4-7 apresenta de forma consolidada a extensão total de tais linhas.

Tabela II.2.4-6 - Caracterização das linhas de acesso ao anular dos poços produtores dos campos de Golfinho e Canapu.

| Linhas de acesso ao anular dos poços produtores | | | |
|---|----------|-----------------|-----------------|
| Poço | Linha | Comprimento (m) | Diâmetro (pol.) |
| Produtor 07 | Riser | 2000 | 4 |
| | Flowline | 2495 | 4 |
| Produtor 08 | Riser | 2000 | 4 |
| | Flowline | 1280 | 4 |
| Produtor 09 | Riser | 2000 | 4 |
| | Flowline | 3795 | 4 |
| Produtor 10 | Riser | 2000 | 4 |
| | Flowline | 1500 | 4 |
| ESS-132 | Riser | 2000 | 4 |
| | Flowline | 1945 | 4 |
| ESS-138 | Riser | 2000 | 4 |
| | Flowline | 19650 | 4 |

Tabela II.2.4-7 - Extensão total das linhas de acesso ao anular

| Totais de linhas | | |
|------------------|-----------------|-----------------|
| Linha | Diâmetro (pol.) | Comprimento (m) |
| Riser | 4 | 12.000 |
| Flowline | 4 | 30.665 |

O bloqueio das linhas de coleta se dará através da operação de válvulas existentes na unidade de produção e nas ANMs dos poços, tanto em situações

normais de operação quanto em situações emergenciais em sincronia com o sistema de automação da unidade. Caso seja necessário, estas válvulas podem ser operadas de forma manual com auxílio de barcos especiais equipados com ROV (*remote operated vehicle*).

E.2) Descrição do sistema de dutos submarinos que será utilizado para transferência da produção, caracterizando os dutos de diferentes tipos e diâmetros, informando a extensão total do conjunto, os pontos de interligação com sistemas pré-existentes e os elementos de segurança e bloqueio contra vazamentos

Para escoamento da produção de óleo serão utilizados navios aliviadores, não sendo implantado qualquer oleoduto em decorrência da implantação do Projeto Golfinho Módulo II.

Para escoamento da produção de gás natural será lançado um gasoduto para exportação até o PLEM do Módulo I de desenvolvimento do Campo de Golfinho. Este gasoduto possuirá 9,13 polegadas de diâmetro interno e 12 polegadas de diâmetro externo, com 10,66 km de extensão.

A Tabela II.2.4-8 apresenta as principais características do gasoduto entre a unidade de produção FPSO Cidade de Vitória e o PLEM do FPSO Capixaba.

Tabela II.2.4-8 -Características do gasoduto interligando as duas unidades de produção (FPSO Cidade de Vitória e FPSO Capixaba).

| Gasoduto interligando as Unidades de Produção do Módulo I e Módulo II do desenvolvimento do Campo de Golfinho | |
|--|-------------------------|
| Extensão total do duto | 10.66km |
| Diâmetro interno do duto | 9,13" |
| Diâmetro externo do duto | 12,00" |
| Pressão de projeto | 200 kgf/cm ² |
| Pressão de teste | 300 kgf/cm ² |
| Vida útil previsto para o duto | 30 anos |
| Tipo de duto a ser utilizado | Linha flexível |

E.3) Caracterização dos fluidos a serem transportados

Os fluidos a serem transportados pelos *risers* e *flowlines*, entre os poços e a planta de produção na unidade FPSO Cidade de Vitória, são constituídos basicamente de óleo e gás, sendo que a água pode ou não estar emulsionada na fase óleo. As Tabelas II.2.4-9, II.2.4-10 e II.2.4-11 apresentam a composição destes fluidos (óleo e gás) que irão escoar pelo sistema de produção no Campo de Golfinho (poços ESS-132 e ESS-123) e no Campo de Canapu (ESS-138).

Tabela II.2.4-9 - Propriedades e Composições Molares dos Fluidos do Campo de Golfinho (ESS-132)

| Propriedades e composições molares dos fluidos na liberação <i>flash</i> a 40.0° C - 4-ESS-0132- profundidade: 3310.0m (g. 8930-MA) | | | |
|--|------------|---------------------|---------------------------|
| Componentes | Óleo morto | Gás do <i>flash</i> | Fluido do Reservatório |
| CO ₂ | 0.00 | 0.16 | 0.06 |
| N ₂ | 0.00 | 1.26 | 0.44 |
| C ₁ | 0.00 | 86.83 | 30.54 |
| C ₂ | 0.00 | 6.27 | 2.21 |
| C ₃ | 0.00 | 3.29 | 1.16 |
| IC ₄ | 0.00 | 0.44 | 0.16 |
| NC ₄ | 0.05 | 0.94 | 0.36 |
| IC ₅ | 0.04 | 0.17 | 0.08 |
| NC ₅ | 0.11 | 0.23 | 0.16 |
| C ₆ | 0.35 | 0.22 | 0.30 |
| C ₇ | 2.18 | 0.12 | 1.45 |
| C ₈ | 3.43 | 0.06 | 2.25 |
| C ₉ | 3.70 | 0.00 | 2.40 |
| C ₁₀ | 4.62 | 0.00 | 2.99 |
| C ₁₁ | 4.63 | 0.00 | 3.00 |
| C ₁₂ | 4.89 | 0.00 | 3.17 |

| | | | |
|-----------------------------------|---|--------|-------|
| C₁₃ | 6.26 | 0.00 | 4.06 |
| C₁₄ | 5.75 | 0.00 | 3.72 |
| C₁₅ | 6.30 | 0.00 | 4.08 |
| C₁₆ | 5.24 | 0.00 | 3.40 |
| C₁₇ | 4.64 | 0.00 | 3.01 |
| C₁₈ | 4.52 | 0.00 | 2.93 |
| C₁₉ | 4.11 | 0.00 | 2.66 |
| C₂₀₊ | 39.19 | 0.00 | 25.41 |
| Densidade do gás | | 0.6616 | |
| Massa Mol. Total | 276 | 19.16 | 186 |
| Massa Mol. C₂₀₊ | 410 | | |
| Densidade C₂₀₊ | 1.0128 | | |
| Temperatura | 40.0 °C | | |
| RGO do flash | 41.48 m ³ std/m ³ std | | |
| API | 27.38 | | |
| Coef. exp. Térmica | 7.5561 x 10 ⁻⁴ °C ⁻¹ | | |

Tabela II.2.4-10 - Propriedades e Composições Molares dos Fluidos do Campo de Golfinho (ESS-123)

| Propriedades e composições molares dos fluidos na liberação <i>flash</i> a 40 ° C - 1-ESS-0123 – profundidade: 3791.3 m | | | |
|---|------------|---------------------|------------------------|
| Componentes | Óleo morto | Gás do <i>flash</i> | Fluido do Reservatório |
| CO₂ | 0.00 | 0.54 | 0.38 |
| N₂ | 0.00 | 1.64 | 1.17 |
| C₁ | 0.00 | 67.35 | 47.97 |
| C₂ | 0.00 | 10.47 | 7.46 |
| C₃ | 0.05 | 9.92 | 7.08 |

| | | | |
|-----------------------------------|--|--|-------|
| IC₄ | 0.11 | 2.13 | 1.55 |
| NC₄ | 0.32 | 3.83 | 2.82 |
| IC₅ | 0.61 | 1.15 | 0.99 |
| NC₅ | 0.95 | 1.27 | 1.18 |
| C₆ | 3.43 | 0.93 | 1.65 |
| C₇ | 6.41 | 0.41 | 2.14 |
| C₈ | 9.20 | 0.25 | 2.82 |
| C₉ | 7.57 | 0.11 | 2.26 |
| C₁₀ | 7.88 | 0.01 | 2.27 |
| C₁₁ | 5.95 | 0.00 | 1.71 |
| C₁₂ | 5.48 | 0.00 | 1.58 |
| C₁₃ | 5.35 | 0.00 | 1.54 |
| C₁₄ | 4.18 | 0.00 | 1.20 |
| C₁₅ | 4.16 | 0.00 | 1.20 |
| C₁₆ | 3.10 | 0.00 | 0.89 |
| C₁₇ | 2.90 | 0.00 | 0.83 |
| C₁₈ | 2.82 | 0.00 | 0.81 |
| C₁₉ | 2.63 | 0.00 | 0.76 |
| C₂₀₊ | 26.89 | 0.00 | 7.74 |
| Densidade do gás | | 0.8934 | |
| Massa Mol. Total | 208 | 25.88 | 78.28 |
| Massa Mol. C₂₀₊ | | 342 | |
| Densidade C₂₀₊ | | 0.9561 | |
| Temperatura | | 40 °C | |
| RGO do flash | | 232.79 m ³ std/m ³ std | |
| API | 39.91 | | |
| Coef. exp. Térmica | 8.5852 x 10 ⁻⁴ °C ⁻¹ | | |

Tabela II.2.4-11 - Propriedades e Composições Molares dos Fluidos do Campo de Canapu (ESS-138)

| Propriedades e composições molares dos fluidos na liberação <i>flash</i> a 21.0° C - 4-ESS-0138- profundidade: 3900.0m – 3937.0m (g. 8930-MA) | | | |
|--|--|---------------------|---------------------------|
| Componentes | Óleo morto | Gás do <i>flash</i> | Fluido do Reservatório |
| CO ₂ | 0.00 | 0.42 | 0.41 |
| N ₂ | 0.00 | 0.78 | 0.77 |
| C ₁ | 0.00 | 92.03 | 90.73 |
| C ₂ | 0.00 | 4.01 | 3.95 |
| C ₃ | 0.18 | 1.44 | 1.42 |
| IC ₄ | 0.09 | 0.31 | 0.30 |
| NC ₄ | 0.23 | 0.41 | 0.41 |
| IC ₅ | 0.31 | 0.15 | 0.16 |
| NC ₅ | 0.41 | 0.13 | 0.14 |
| C ₆ | 1.98 | 0.15 | 0.18 |
| C ₇₊ | 96,80 | 0.17 | 1.54 |
| Densidade do gás | | 0.6175 | |
| Massa Mol. Total | 162 | 17.89 | 19.92 |
| Massa Mol. C ₇₊ | 163 | | |
| Densidade C ₇₊ | 0.8077 | | |
| Temperatura | N.D. | | |
| RGO do <i>flash</i> | 8200 m ³ std/m ³ std | | |
| API | 44.28 | | |
| Coef. exp. Térmica | N.D. | | |

F) Descrições dos empreendimentos associados e decorrentes, em especial, devem ser descritas as operações de lançamentos de dutos, manifolds e outras instalações submarinas, com uma breve descrição dos equipamentos e embarcações a serem utilizados na instalação. Também deverão ser descritas as operações de posicionamento da unidade de produção. Deverá ser informada a duração prevista para cada operação. Devem ser descritos, ainda, os procedimentos para a realização dos testes de estanqueidade das linhas, caracterizando-se os fluidos que serão utilizados, quanto à sua composição química, concentrações e volumes envolvidos nas operações, incluindo o seu descarte.

F.1) Descrição dos empreendimentos associados e decorrentes. Em especial, devem ser descritas as operações de lançamentos de dutos, manifolds e outras instalações submarinas, com uma breve descrição dos equipamentos e embarcações a serem utilizados na instalação. Também deverão ser descritas as operações de posicionamento da unidade de produção. Deverá ser informada a duração prevista para cada operação.

Como empreendimentos associados à atividade de produção de hidrocarbonetos durante a Fase de Produção nos Campos de Golfinho e Canapu merecem ser destacadas as atividades a serem desenvolvidas na Companhia Portuária de Vila Velha (CPVV), que será o porto de auxílio ao empreendimento, e na própria sede da UN-ES, aonde vêm sendo estudadas as acumulações existentes no Plano de Avaliação do ESS-123, bem como avaliada a existência de outros reservatórios de hidrocarbonetos nesta região da Bacia do Espírito Santo, além do Centro de Pesquisa da empresa, localizado na cidade do Rio de Janeiro, aonde vêm sendo desenvolvidas tecnologias focalizando a melhor forma de exploração dos diversos tipos de óleo existentes nos campos já descobertos na Bacia do Espírito Santo, aí incluindo os Campos de Golfinho e Canapu.

Podem também ser citadas como associadas ao empreendimento, as diversas outras empresas que irão atuar nas atividades a serem desenvolvidas no FPSO Cidade de Vitória, tanto aquelas envolvidas na atividade de produção, como

outras envolvidas nas atividades de fornecimento de equipamentos, serviços e bens de consumo.

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

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

Para a fase de instalação do empreendimento, as operações de lançamento de instalações submarinas, como as ANM's e as linhas de produção e injeção, se incluem como empreendimentos associados ao projeto nos Campos de Golfinho e Canapu.

Quanto ao lançamento e conexão das árvores de natal molhadas, das linhas de produção e injeção e das demais estruturas submarinas, a unidade FPSO Cidade de Vitória não se encontra capacitada para estas tarefas, sendo necessária a utilização de embarcações específicas para cada tipo de instalação submarina a ser lançada. Assim, encontra-se prevista a utilização das unidades de lançamentos de linhas flexíveis e rígidas.

Descrevem-se a seguir os principais aspectos das operações de lançamento das estruturas submarinas que compõem o Projeto Golfinho (Módulo II).

O lançamento das linhas de coleta são operações para interligar os poços submarinos ao FPSO. O *bundle* (feixe de linhas flexíveis e umbilical eletro-hidráulico) é lançado ao longo da rota previamente estabelecida e é ancorado ao solo marinho utilizando-se estaca torpedo. Essa fixação tem a função de evitar esforços maiores (oriundos do movimento do FPSO) na conexão *riser/flow*. O *bundle* é instalado conectando uma de suas extremidades na ANM com o auxílio do MCV (Módulo de conexão vertical) e a outra no FPSO, numa operação de içamento do *riser*. Os passos para realização destas operações são descritos a seguir:

Definição da rota de lançamento

A rota de lançamento é definida inspecionando-se o fundo do mar através da atividade denominada de *track survey*, com o auxílio do ROV (Veículo de Operação Remota), a fim de verificar a melhor trajetória a ser utilizada no lançamento e assentamento das linhas no leito marinho. Nesta trajetória são avaliados eventuais acidentes topográficos, áreas com instabilidade geológica, obstáculos que possam interferir na trajetória das linhas e a existência de eventuais organismos vivos, determinando assim a melhor trajetória a ser seguida. Tal inspeção é registrada e gravada em fita magnética.

Preparação do lançamento das linhas de Exportação de Gás, produção, anular e umbilicais dos poços

A preparação para lançamento das linhas e umbilicais é executada na Base de Vitória (BAVIT), onde estas linhas são recebidas e a bordo da embarcação de lançamento - LSV ou LaySV (*Laying Support Vessel*). A fase de montagem e teste das conexões ocorre no convés da embarcação. Nesta fase, após a montagem da conexão, esta é testada pneumáticamente com nitrogênio a fim de garantir sua estanqueidade. Nesse momento a linha ainda está vazia, ou seja, preenchida por ar.

Conexão das linhas na ANM (árvore de natal molhada)

Após a preparação da linha, a embarcação de lançamento assume a posição sobre o poço, e inicia a operação de conexão na ANM. Esta atividade utiliza o sistema de conexão vertical direta do MCV à ANM. O primeiro ponto a ser conectado é a ANM, seguindo-se o lançamento até alcançar o FPSO.

Lançamento das linhas

Seguindo a rota previamente determinada, o trecho *flow* (parte estática) da linha é levado a uma coordenada adjacente ao FPSO onde ficará a conexão

flow/riser e na seqüência o içamento do *riser* (trecho dinâmico) para acoplamento ao FPSO. No fundo do mar, na região próxima ao FPSO, a linha é ancorada numa estaca torpedo para absorver os esforços oriundos do *riser* sobre a conexão *riser/flow*. A linha é presa à estaca através de uma corrente e colar tipo braçadeira.

A depender das características do solo, a região do TDP (*touch down point* – ponto de toque da linha no leito marinho), pode receber uma proteção extra com material anti-abrasivo, instalado como protetor da capa externa das linhas.

Conexão das linhas na Unidade de Produção (*pull-in*)

O *pull-in* consiste na operação de transferir a extremidade de cada linha individualmente da embarcação de lançamento para o FPSO. São utilizados nesta operação equipamentos especiais tais como: guinchos de içamento, acessórios para manuseio das cargas, dentre outros. A operação consiste no posicionamento dos flanges das linhas alinhados aos suportes existentes no FPSO, permitindo assim sua conexão ao sistema existente. Durante toda esta operação as linhas poderão ser parcialmente preenchidas com água do mar.

Nas operações de *pull-in* conta-se com o apoio de uma equipe de mergulho raso que auxiliará na execução de serviços preliminares, passagem de cabos mensageiros e na monitoração da passagem da linha pela boca de sino até sua completa atracação.

F.2) Descrição dos procedimentos para a realização dos testes de estanqueidade das linhas, caracterizando-se os fluidos que serão utilizados, quanto à sua composição química, concentrações e volumes envolvidos nas operações, incluindo o seu descarte.

TESTES DE ESTANQUEIDADE

Testes realizados a bordo do LSV

Os testes de vedação de conexões intermediárias flangeadas montadas no navio de lançamento serão feitos imediatamente após a sua montagem e com a conexão ainda a bordo do LSV.

Testes Pneumáticos:

Realizados preferencialmente com nitrogênio em todas as conexões intermediárias das linhas de fluxo. Caso haja vazamento de nitrogênio no teste, a conexão será refeita com troca dos anéis de vedação, 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, a verificação da estanqueidade se dará através do monitoramento da pressão injetada (carta registradora). Caso haja vazamento as conexões serão refeitas.

Teste Final das Linhas

Os testes finais para assegurar a estanqueidade e integridade das linhas e de suas conexões flangeadas consistirão de testes hidrostáticos, utilizando como fluido a água do mar, quando todas as linhas estiverem conectadas.

A detecção do local do vazamento é feita sem utilização de corante traçador.

O procedimento de detecção é realizado seguindo-se as etapas abaixo:

- a) Durante o Teste de Estanqueidade, em caso de vazamento, é observada queda de pressão no Registrador instalado na Plataforma;

- b) Mantendo-se a linha pressurizada, por tentativa, o ROV percorre a linha buscando sinais de vazamento (borbulhamento e jatos de água), principalmente nas conexões;
- c) Na hipótese de localização do vazamento, a linha deverá ser recolhida (pull-out) com o LSV e a conexão ou ponto da linha que apresentou vazamento deverá sofrer reparo;
- d) Na hipótese de constatação de queda de pressão e não localização do vazamento, a linha é recolhida (pull-out) para inspeção, manutenção e posterior lançamento;
- e) É realizado um novo teste de estanqueidade.

Procedimentos do Teste Hidrostático

O teste hidrostático é realizado em 4 etapas, conforme detalhado a seguir, sendo o controle de pressão verificado na plataforma, por meio de equipamentos denominados Cartas Registradoras de Pressão, que mostram os registros de pressão de forma contínua.

Ressalta-se que em linhas de óleo e gás, o teste hidrostático somente poderá ser iniciado, após a estabilização.

Etapa 1 - PRESSURIZAÇÃO

A linha será pressurizada de acordo com as seguintes condições:

- A taxa de pressurização para o teste hidrostático deverá ser de no máximo 18 Mpa/h (2.610 PSI/h);
- A pressão de teste hidrostático (PTH) deverá ser igual a 1,50 x PMP (Pressão Máxima de Projeto) para tubos flexíveis novos e 1,10 x PMP para tubos flexíveis usados;
- A duração do teste hidrostático é de no mínimo 4 horas após a estabilização.

Etapa 2 - ESTABILIZAÇÃO

O tempo de estabilização da pressão para teste hidrostático é igual a 1 hora.

Etapa 3 - MANUTENÇÃO DA PRESSÃO

O tempo de manutenção da pressão para teste hidrostático é igual a 4 horas.

Etapa 4 - DESPRESSURIZAÇÃO

A taxa de despressurização deverá ser de no máximo 108 Mpa/h (15.664 psi/h).

Teste na Linha de Coleta Rígida

Os testes hidrostáticos serão realizados também ao longo do duto de 6" que ligará o poço ESS-138, no Campo de Canapu, ao FPSO Cidade de Vitória. Caso o teste hidrostático indique vazamento e o mesmo não possa ser identificado, será injetada fluoresceína.

A ocorrência de vazamento em tubo ou em solda é bastante improvável devido aos testes de produção e aos testes não destrutivos (Partículas Magnéticas, Raio-X, Ultra-som) realizados e aprovados durante a fabricação, eliminando desta forma defeitos passantes e defeitos lineares. Mesmo que remota, caso ocorra a ruptura no tubo ou na solda, durante o teste hidrostático, a queda de pressão será abrupta (diferente de vazamentos em flanges em que a queda é lenta). Neste caso, a constatação do vazamento pode ser feita visualmente, através do ROV, sem a necessidade do uso da fluoresceína. Logo, a identificação do vazamento com fluoresceína, caso seja realizada, será feita apenas nas conexões, pois conforme explicado acima, caso ocorra vazamento em tubo ou em solda, a constatação do vazamento pode ser feita sem o uso da mesma. O volume de fluoresceína com 40ppm injetado será de 5,24 m³. O desalagamento (i.e., o lançamento da fluoresceína ao mar), ocorrerá a uma profundidade de aproximadamente 5 metros.

No Anexo II.2-4 está sendo apresentada a modelagem realizada para o desalagamento de volume semelhante de Fluoresceína (6 m^3) de trecho do gasoduto do Módulo I de Golfinho.

G) A Curva Prevista para a Produção de Óleo, Água e Gás, Durante a Exploração do Reservatório.

Durante a fase de produção, na qual estará operando o FPSO Cidade de Vitória, serão produzidos óleo, gás e água de produção no Campo de Golfinho e no Campo de Canapu, cujos valores estimados são apresentados nas Figuras II.2.4-12 e II.2.4-13, respectivamente.

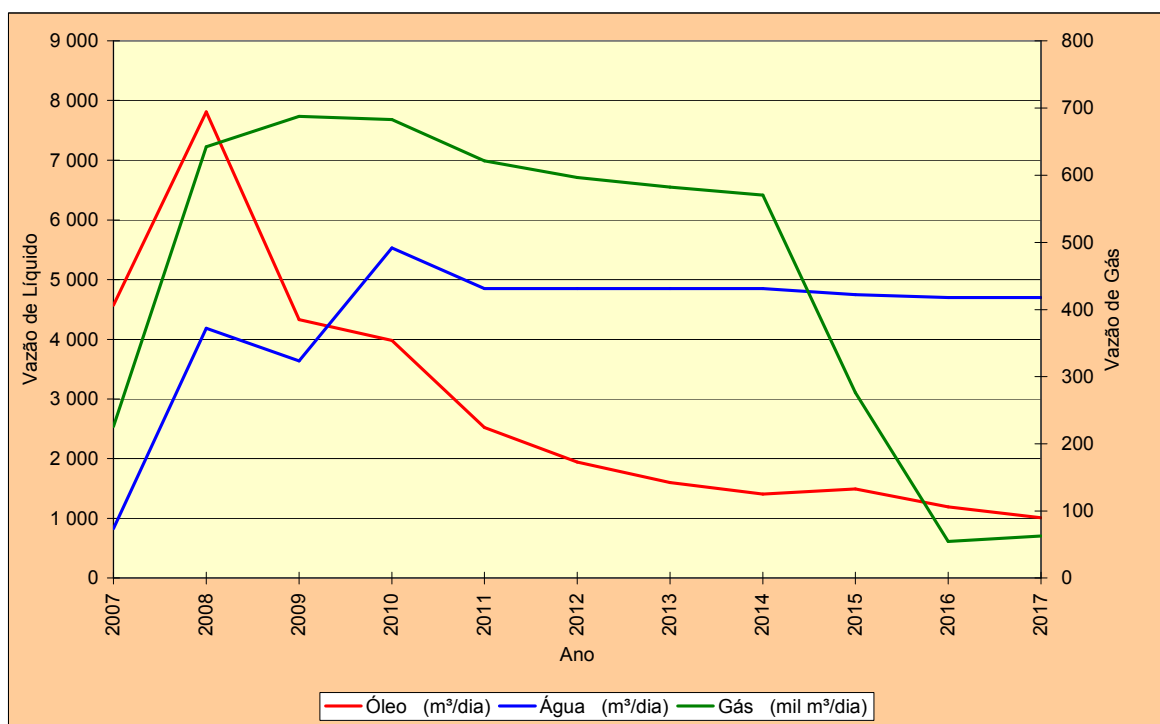


Figura II.2.4-12 - Curva de produção de óleo, gás e água do Campo de Golfinho

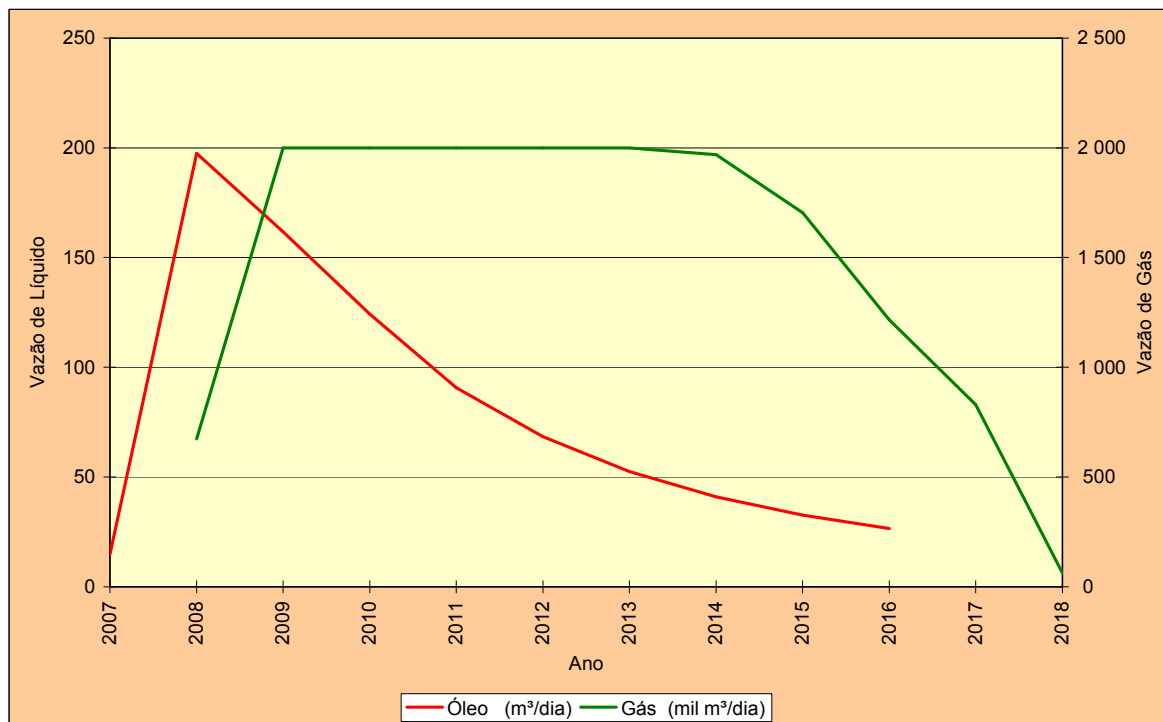


Figura II.2.4-13 - Curva de produção de óleo e gás do Campo de Canapu

Os dados de produção de óleo, gás e água do Campo de Golfinho e do Campo de Canapu encontram-se consolidados nas Tabelas II.2.4-11 e II.2.4-12, respectivamente.

Tabela II.2.4- 12 - Indicadores da produção de óleo, gás e água de produção do Campo de Golfinho

| Campo de Golfinho | | | |
|-------------------|---------------|---------------|------------------|
| ANO | Óleo (m³/dia) | Água (m³/dia) | Gás (mil m³/dia) |
| 2007 | 4.574,27 | 826,37 | 225,756 |
| 2008 | 7.813,00 | 4.186,11 | 642,251 |
| 2009 | 4.329,49 | 3.634,92 | 687,532 |
| 2010 | 3.980,09 | 5.529,89 | 682,927 |
| 2011 | 2.522,72 | 4.849,33 | 621,252 |
| 2012 | 1.946,98 | 4.849,72 | 596,844 |
| 2013 | 1.601,02 | 4.849,31 | 582,049 |
| 2014 | 1.406,68 | 4.849,32 | 570,541 |
| 2015 | 1.494,35 | 4.746,66 | 276,115 |
| 2016 | 1.194,00 | 4.703,42 | 54,541 |
| 2017 | 1.009,00 | 4.703,19 | 62,647 |

Tabela II.2.4- 13 - Indicadores da produção de óleo e gás do Campo de Canapu

| Campo de Canapu | | |
|-----------------|----------------------------|-------------------------------|
| ANO | Óleo (m ³ /dia) | Gás (mil m ³ /dia) |
| 2007 | 14,70 | - |
| 2008 | 197,40 | 675,00 |
| 2009 | 161,73 | 2.000,00 |
| 2010 | 124,21 | 2.000,00 |
| 2011 | 90,77 | 2.000,00 |
| 2012 | 68,35 | 2.000,00 |
| 2013 | 52,48 | 2.000,00 |
| 2014 | 41,01 | 1.968,40 |
| 2015 | 32,65 | 1.704,47 |
| 2016 | 26,51 | 1.215,73 |
| 2017 | - | 829,4 |
| 2018 | - | 62,647 |

H) A caracterização química, físico-química e toxicológica (testes agudo e crônico para *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*, respectivamente, informando os diferentes fatores de diluição), para as substâncias passíveis de descarga, tais como: (i) água produzida, (ii) óleo produzido, No caso de haver mais de um reservatório, apresentar as características para cada um deles. Os resultados dos testes deverão ser expressos em partes por milhão (ppm), sendo acompanhados pelos laudos e planilhas laboratoriais.

H.1) Água Produzida

Até o momento não há produção de água da formação a partir dos poços descobridores do campo, o que impede a realização das análises solicitadas neste item do Termo de Referência. Tão logo se inicie a produção no campo, e a conseqüente separação da água para descarte, a Petrobras irá realizar os testes agudo e crônico para *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*, encaminhando seus resultados à CGPEG/IBAMA.

H.2) Óleo do Campo de Golfinho

Embora o petróleo não se caracterize como um produto que venha a ser descartado durante as atividades, a ocorrência de vazamentos acidentais para o ambiente marinho durante a fase de produção poderá atingir algumas espécies da fauna. Assim foram realizados dois testes com os dois diferentes tipos de óleo provenientes de dois reservatórios distintos no Campo de Golfinho, sendo um com o óleo do poço ESS-123 (reservatório Campaniano), e outro com o óleo do poço ESS-132 (reservatório Maastrichtiano).

H.2.1) Óleo do Poço ESS-123 – Campaniano

Os testes realizados compreenderam testes de toxicidade aguda com microcrustáceo misidáceo (organismo teste *Mysidopsis juniae*) através dos métodos Tarzwell e Anderson, que visam a identificação de efeitos sobre a sobrevivência, e testes de toxicidade crônica, também através dos métodos Tarzwell e Anderson, com o organismo teste *Lytechinus variegatus*, visando a observação da ocorrência de efeitos no desenvolvimento dos embriões (retardamento e/ou ocorrência de anomalias).

Durante o teste agudo para *Mysidopsis juniae*, para ambas as metodologias utilizadas, jovens desta espécie, com 2 a 6 dias de idade, foram expostos a diferentes diluições da amostra, num sistema estático por um período de 96 horas. A toxicidade foi medida em termos de efeitos sobre a sobrevivência, em leituras a cada 24 horas.

Os resultados dos testes de toxicidade para *Mysidopsis juniae*, pelo método Tarzwell, indicaram a CL(I)50/96h obtida com a amostra do petróleo ESS-123 de 157, 49 ppm da FDA (Fração Dispersa de Óleo em Água), com IC (Índice de Controle) de 136,52 a 181,69 ppm. A sobrevivência no controle foi de 93,3% da FDA. Por outro lado, os resultados dos testes de toxicidade pelo método Anderson indicaram a CL(I)50/96h obtida com a amostra do petróleo ESS-123 de 13,09 da FSA (Fração Solúvel do Óleo em Água), com IC (Índice de Controle) de 10,61 a 16,14 % da FSA. A sobrevivência no controle foi de 90 %.

Durante o teste crônico para *Lytechinus variegatus*, em ambas as metodologias utilizadas, ovos desta espécie foram expostos a diferentes diluições da amostra, avaliando-se a diluição que causa retardamento no desenvolvimento embriolarval e/ou ocorrência de anomalias nos organismos expostos, na condição do teste.

Os resultados dos testes de toxicidade para *Lytechinus variegatus*, pelo método Tarzwell, indicaram que o valor de CENO (Concentração de Efeito Não Observado) obtido com a amostra do petróleo ESS-123 foi de 125 ppm da FDA (Fração Dispersa de Óleo em Água), o valor de CEO (Concentração de Efeito Observado) foi de 250 ppm da FDA, e o VC (Valor Crônico) de 176,78 ppm da FDA. O valor médio do percentual de *pluteus* saudáveis obtido no controle foi de 83,75%.

Considerando-se o método Anderson, os resultados dos testes de toxicidade para *Lytechinus variegatus* indicaram que o valor de CENO (Concentração de Efeito Não Observado) obtido com a amostra do petróleo ESS-123 foi de 0,78% da FSA (Fração Solúvel de Óleo em Água), o valor de CEO (Concentração de Efeito Observado) foi de 1,56% da FSA, e o VC (Valor Crônico) de 1,10 da FSA.

O valor médio do percentual de *pluteus* saudáveis obtido no controle foi de 83 %. Os laudos técnicos completos dos laboratórios contendo os resultados dos testes realizados com óleo do poço ESS-123, do Campo de Golfinho, são apresentados no item J deste documento.

H.2.2) Óleo do Poço ESS-132 (Maastrichtiano)

Os testes realizados também compreenderam testes de toxicidade aguda com microcrustáceo misidáceo (organismo teste *Mysidopsis juniae*) através dos métodos Tarzwell e Anderson, que visam a observar efeitos sobre a sobrevivência, e testes de toxicidade crônica, também através dos métodos Tarzwell e Anderson, com o organismo teste *Lytechinus variegatus*, visando a observação da existência de efeitos no desenvolvimento dos embriões (retardamento e/ou ocorrência de anomalias).

Durante o teste agudo para *Mysidopsis juniae*, em ambas as metodologias utilizadas, jovens desta espécie, com 2 a 6 dias de idade, foram expostos a diferentes diluições da amostra, num sistema estático por um período de 96

horas. A toxicidade foi medida em termos de efeitos sobre a sobrevivência, em leituras a cada 24 horas.

Os resultados dos testes de toxicidade para *Mysidopsis juniae*, pelo método Tarzwell, indicaram a CL(I)50/96h obtida com a amostra do petróleo ESS-132 de 1.088, 30 ppm da FDA (Fração Dispersa de Óleo em Água), com IC (Índice de Controle) de 918,02 a 1.290,18 ppm da FDA. A sobrevivência no controle foi de 100 % da FDA. Por outro lado, os resultados dos testes de toxicidade pelo método Anderson indicaram a CL(I)50/96h obtida com a amostra do petróleo ESS-132 de > 100 % da FSA (Fração Solúvel do Óleo em Água), com sobrevivência no controle de 100 %.

Durante o teste crônico para *Lytechinus variegatus*, em ambas as metodologias utilizadas, ovos desta espécie foram expostos a diferentes diluições da amostra, avaliando-se a diluição que causa retardamento no desenvolvimento embrionário e/ou ocorrência de anomalias nos organismos expostos, na condição do teste.

Os resultados dos testes de toxicidade para *Lytechinus variegatus*, pelo método Tarzwell, indicaram que o valor de CENO (Concentração de Efeito Não Observado) obtido com a amostra do petróleo ESS-132 foi de 156 ppm da FDA (Fração Dispersa de Óleo em Água), o valor de CEO (Concentração de Efeito Observado) foi de 313 ppm da FDA, e o VC (Valor Crônico) de 220,97 ppm da FDA. O valor médio do percentual de *pluteus* saudáveis obtido no controle foi de 89,5%.

Considerando-se o método Anderson, os resultados dos testes de toxicidade para *Lytechinus variegatus* indicaram que o valor de CENO (Concentração de Efeito Não Observado) obtido com a amostra do petróleo ESS-132 foi de 6,25 % da FSA (Fração Solúvel de Óleo em Água), o valor de CEO (Concentração de Efeito Observado) foi de 12,5 % da FSA, e o VC (Valor Crônico) de 8,84 % da FSA. O valor médio do percentual de *pluteus* saudáveis obtido no controle foi de 89,5 %.

Os laudos técnicos completos dos laboratórios contendo os resultados dos testes realizados com óleo do poço ESS-132 são apresentados no item J deste documento.

H.3) Aditivos Químicos do Teste de Estanqueidade

O aditivo químico a ser utilizado nos testes de estanqueidade será o Fluorene R2, cujas características físico-químicas constam no Anexo II.2-5.

H.4) Aditivo Químico da Água Produzida

Não haverá o descarte direto dos aditivos químicos utilizados no processo de produção, e sim do efluente água produzida. A análise ecotoxicológica deste efluente contemplará, portanto, o eventual efeito sinérgico entre os diversos produtos. Estes testes ecotoxicológicos serão oportunamente enviados à CGPEG/IBAMA, juntamente com a caracterização físico-química do efluente, quando do início da geração de água de produção no FPSO Cidade de Vitória.

I) A caracterização qualitativa e quantitativa da água produzida (caso já se disponha de informações sobre o reservatório), deverá contemplar, no mínimo, os seguintes parâmetros: (i) sólidos totais, (ii) hidrocarbonetos totais de petróleo (HTP), (iii) hidrocarbonetos poliaromáticos (HPA), (iv) BTEX (benzeno, tolueno, etilbenzeno e xileno), (v) metais pesados (Cd, Cr, Cu, Ni, As, Fe, Hg, Pb, Zn e V), (vi) oxigênio dissolvido, (vii) salinidade, (viii) fenóis, (ix) sulfetos, (x) carbono orgânico total e (xi) densidade.

Durante a realização do teste de formação do poço ESS-123, localizado no Campo de Golfinho, que foi conduzido quando da descoberta da acumulação de hidrocarbonetos, não houve produção de água da formação, o que impediu a obtenção de amostras de água que permitissem a realização das análises solicitadas neste Termo de Referência.

Tão logo seja produzida esta água, a Petrobras estará realizando as análises para os parâmetros solicitados no Termo de Referência e encaminhando os resultados à CGPEG/IBAMA.

J) Os laudos técnicos completos de todas as análises realizadas, devidamente rubricados e assinados pelos técnicos responsáveis,

indicando, dentre outros parâmetros, os métodos analíticos, as metodologias de coleta das amostras, os limites de detecção e a significância dos resultados obtidos.

Apresentam-se no Anexo II.2-6, os laudos técnicos completos contendo os resultados dos testes e análises realizadas com o petróleo dos poços ESS-123 e ESS-132, do Campo de Golfinho. Os resultados apresentam as metodologias, as condições de teste, os resultados e conclusões de cada teste realizado.

Para controle do CENPES, responsável pela solicitação dos testes e encaminhamento da amostra de óleo ao laboratório LABTOX – Tecnologia Ambiental, da Fundação BIO-RIO da Universidade Federal do Rio de Janeiro, a amostra de óleo do Poço ESS-123 deu entrada no laboratório com o código de identificação “let 2694”.

Os laudos técnicos referentes às análises dos produtos utilizados na unidade de dessulfatação e do seu efluente encontram-se no Anexo II.2-2.

Os laudos dos testes ecotoxicológicos desenvolvidos para o produto químico empregado nos testes de estanqueidade do gasoduto (Fluorene R2) constam no Anexo II.2.7.

No momento oportuno, os demais laudos técnicos completos contendo os resultados dos testes e análises realizadas com a água de produção dos poços serão apresentados.

K) Emissões decorrentes da operação da unidade de produção. Deverão ser apresentadas estimativas dessas emissões, de forma qualitativa para as emissões gasosas, e quantitativa para os demais efluentes (águas de produção, efluentes sanitários, entre outros) e resíduos, descrevendo, também, a forma de sua disposição nas unidades.

K.1) Emissões Atmosféricas

O gás produzido pelo FPSO Cidade de Vitória terá uma parte consumida internamente nos diversos equipamentos da unidade, a exemplo dos turbo geradores, sendo o excedente exportado para o continente através de um

gasoduto. Dentre o consumo interno na unidade pode-se ainda relacionar a queima de gás no *flare*, que consiste em medida de segurança do processo.

Para as atividades de produção e armazenamento a serem desenvolvidas no FPSO Cidade de Vitória está previsto o consumo ou a queima de gás natural em diversos sistemas, que se constituirão em fontes geradoras de emissões decorrentes da queima dos gases, conforme especificado a seguir.

- **Emissões do Sistema de Gás Inerte:** Este sistema gera gases para inertização dos tanques de armazenamento de petróleo, sendo obtido através do aproveitamento dos gases de exaustão das caldeiras, onde ocorre queima de combustível (gás natural ou óleo diesel). Os gases resultantes da queima geram o gás inerte, produzindo principalmente dióxido de carbono e água, sendo esta última condensada. Desta forma, o gás a ser liberado consistirá basicamente de Nitrogênio e CO₂, sendo liberado para a atmosfera à medida que se dê o enchimento dos tanques com petróleo. Este sistema visa assegurar a inexistência de atmosfera explosiva no interior dos tanques de armazenagem de petróleo, que serão permanentemente preenchidos por gás inerte.

- **Emissões de Descarga de Motores de Combustão Interna:** Serão emitidos gases provenientes do funcionamento dos motores, turbinas e caldeiras que utilizam como combustível óleo diesel e gás combustível. As emissões resultantes destes equipamentos são decorrentes da combinação da combustão desses combustíveis. As emissões características para estes tipos de mistura são CO₂, NO_x, CO, hidrocarbonetos parcialmente oxidados, traços de SO₂ e alguns carbonilados minoritários como aldeídos e cetonas.

- **Emissão do Sistema de Gás Combustível:** O sistema de gás combustível poderá liberar gás natural em reduzidos volumes, por ocasião de depressurizações em emergências ou mesmo para manutenção. A liberação em operação normal para purga do sistema pode ser considerada irrelevante. Quanto à qualidade, estas emissões se caracterizam por serem hidrocarbonetos, cujo componente principal é o metano.

- **Emissão do Sistema de Queima no Flare:** O gás produzido no FPSO Cidade de Vitória será em parte consumido internamente, através do sistema de gás combustível, enquanto o restante será encaminhado ao continente através de um gasoduto. Apenas uma pequena parte será permanentemente queimada no *flare* da unidade, de forma a manter a chama piloto acesa para eventual necessidade de despressurização da planta.. Basicamente CO₂ e NO₂ serão emitidos pelo sistema de chamas piloto devido às características de queima completa e com excesso de ar. O sistema de *flare* tem a finalidade de coletar todos os alívios de segurança da planta de processo (todos os gases residuais que sejam liberados de válvulas de segurança de sobrepressão (PSV), válvulas de sangria *blowdown valves* – *BDV* etc), conduzindo-os para queima em local seguro e sem emissão de fumaça, durante a operação normal ou em situações de emergência. Estima-se que o volume de queima no *flare* de alta será de 2.500.000 Nm³/dia , e no flare de baixa, 330.000 Nm³/dia.

K.2) Efluentes Líquidos

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

Água de Produção:

Estima-se que a produção de água pelo FPSO Cidade de Vitória se iniciará a partir do primeiro ano de produção, inicialmente com cerca de 826,37 m³/d, que deverá crescer ao longo do tempo, até atingir um volume máximo de 5.529,89 m³/dia.

Esta água de produção será descartada na superfície oceânica, em fluxo contínuo, após o tratamento, não permanecendo na unidade. Ressalta-se que a unidade possui sistema de tratamento para a água de produção resultante da

separação trifásica, permitindo que toda a água produzida seja tratada e descartada no mar obedecendo as normas ambientais vigentes. O FPSO Cidade de Vitória também possuirá facilidades que permitirão o retratamento da água produzida via tanques de *slop* em caso de necessidade.

Água Salgada de Resfriamento:

A unidade possui 3 bombas de captação de água do mar a ser utilizada no resfriamento dos equipamentos da planta de processo, sistemas de utilidades e produtos. A capacidade de vazão dessas bombas será de 52.800 m³/dia, que captarão a água a uma profundidade de 80 metros. A vazão de descarte desta água poderá ser no máximo equivalente a este volume de captação. Ressalta-se que essa água percorrerá circuito fechado na unidade, não se contaminando com qualquer tipo de produto, mas apenas tendo sua temperatura elevada. Para descarte, a temperatura da água não será superior a 40°C.

Efluentes do Sistema de Lavagem de Tanques do FPSO:

A lavagem dos tanques de armazenamento, efetuada para remover depósitos e sedimentos de fundo dos tanques de carga, pode ser realizada utilizando-se óleo COW (*crude oil washing* - lavagem com óleo cru), proveniente de uma derivação do óleo exportado pelas bombas de transferência de óleo, ou água dos tanques de decantação.

Os resíduos de lavagem, contendo óleo, são reciclados para o sistema de carregamento de óleo e transferidos para os navios aliviadores, enquanto os resíduos de lavagem contendo água retornam para os tanques de *slop*, até a realização de sua limpeza de fundo, quando se faz um bombeio para o navio aliviador.

Predominam as lavagens com óleo, sendo utilizada água nas lavagens somente quando, periodicamente, os tanques da embarcação são inspecionados. Para isso é necessário realizar a lavagem dos mesmos com água, que se processa através do aquecimento da água nos tanques de *slop* e circulando-a pelos tanques de carga.

Água do Sistema de Drenagem do FPSO:

Os efluentes decorrentes da água de chuva e do sistema de combate a incêndio das áreas classificadas são direcionados diretamente para o mar. Um outro sistema contemplará os drenos das áreas classificadas, onde os efluentes contendo partículas de hidrocarbonetos (água oleosa) são alinhados para os tanques de *slop* do navio, para segregação dos contaminantes de óleo, antes de serem descartados ao mar. Nesses tanques os contaminantes oleosos são separados da água, recuperados e enviados para tancagem normal de óleo cru.

Efluentes Sanitários do FPSO:

Os volumes diários de efluentes sanitários a serem gerados são equivalentes a uma população de 100 pessoas embarcadas na unidade, com uma taxa de geração de 200 litros/pessoa/dia. Desta forma os volumes esperados são de 20m³/dia.

Efluente do Teste de Estanqueidade:

O teste de estanqueidade será realizado uma única vez após a montagem das linhas flexíveis, de forma a verificar eventuais vazamentos nas interligações. Este teste irá assegurar a completa estanqueidade e integridade da tubulação e de suas conexões nos limites de pressão de operação previstos no projeto.

O produto a ser utilizado no teste de estanqueidade das linhas flexíveis será água do mar, não sendo utilizado qualquer produto químico adicional. Para a linha de coleta rígida de Canapu, caso seja necessário, será injetado o corante traçador Fluoresceína, conforme descrito no item F.2.

K.3) Resíduos Sólidos

A UN-ES possui um Plano Diretor de Resíduos para todos os resíduos gerados nas unidades que operam em sua jurisdição, onde se encontram

descritos os procedimentos e orientações a serem adotadas para o registro, classificações, coleta, quantificação, armazenamento temporário e disposição final. Este Plano Diretor encontra-se no Anexo II.2-8 deste documento.

Na unidade de produção FPSO Cidade de Vitória será realizada a coleta seletiva de resíduos, os quais serão separados e acondicionados em *big bag*, container ou tambor, sendo a seguir enviados para terra. O desembarque dos resíduos se dará na Companhia Portuária de Vila Velha (CPVV), em Vila Velha, que atualmente já recebe todos os resíduos gerados pelas atividades de perfuração e produção das plataformas da Petrobras, ou contratadas por ela, que se encontram operando na Bacia do Espírito Santo.

Para recebimento, transporte, tratamento, armazenamento temporário, reciclagem ou disposição final de todos os resíduos gerados, a Companhia Portuária de Vila Velha possui um contrato com a empresa Vitória Ambiental, que foi contratada para o gerenciamento destes resíduos. Assim, cabe a esta empresa o manejo dos resíduos, sob a fiscalização da Petrobras e da CPVV. Os custos para este gerenciamento completo dos resíduos são imputados à CPVV, que os repassa à Petrobras ou diretamente à empresa proprietária das embarcações, dependendo de cada contrato. Periodicamente, a cada desembarque de resíduos, a Vitória Ambiental emite relatório constando os tipos de resíduos coletados, os volumes ou pesos, e a destinação dos mesmos.

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

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

Cada resíduo, em função de suas particularidades, terá um armazenamento ou disposição final específico. Para isso serão utilizadas as estruturas existentes nas instalações da empresa Vitória Ambiental, que possui diversos tipos de aterros e áreas para armazenamento temporário. De modo geral os resíduos já

chegam segregados e identificados ao porto da CPVV, facilitando a disposição final, tratamento ou o encaminhamento para reciclagem.

Com relação à disposição em aterros industriais, a Petrobras UN-ES vem utilizando-se do aterro da empresa Vitória Ambiental, localizada no município de Serra, na região da Grande Vitória. Este aterro encontra-se devidamente licenciado no órgão ambiental estadual (IEMA) e sua licença, assim como as demais licenças ambientais da empresa Vitória Ambiental, são apresentadas no presente estudo no item II.7.2 – Projeto de Controle da Poluição.

Para a unidade FPSO Cidade de Vitória prevê-se os mesmos tipos de resíduos gerados nas diversas unidades de produção similares instaladas na Bacia de Campos, diferenciando-se principalmente nas formas e locais de armazenamento temporário e disposição final, uma vez que deverão ser gerenciados pela empresa Vitória Ambiental, sob fiscalização da Unidade de Negócios do Espírito Santo (Petrobras/UN-ES).

A Tabela II.2.4-14 apresenta os principais tipos de resíduos previstos para serem gerados na unidade FPSO Cidade de Vitória, sua classificação conforme a NBR 10.004, o quantitativo estimado (com base em unidades de mesmo porte), o tipo de armazenamento temporário aplicado e a sua destinação final.

Tabela II.2.4-14 - Resíduos gerados no FPSO Cidade de Vitória e formas de tratamento e disposição

| RESÍDUO | CLASSIFICAÇÃO NBR 10004/2004 | LOCAL DE GERAÇÃO | TAXA DE GERAÇÃO | FORMA DE ARMAZENAMENTO E DESEMBARQUE | EMPRESA DE COLETA E TRANSPORTE / LO | DESTINAÇÃO FINAL | EMPRESA RESPONSÁVEL / LO |
|--|---------------------------------|---|--------------------|--|--|--------------------------------------|--|
| Baterias industriais | Classe I | Sistema de Utilidades e manutenção elétrica | 40 kg/Mês | Tambores metálicos, com tampas herméticas, revestidos com sacos plásticos de alta resistência | Vitória Ambiental LO 067/2004 Comal(armazenamento) LAU:0173/04 Bitury (transp.) LO 01934/05 | Reciclagem | Moura LO 02522/05 |
| Bombonas plásticas vazias não contaminadas | Classe II-B | Sistema de Utilidades | 70 kg/Mês | Big-bags | Vitória Ambiental LO 067/2004 | Reciclagem | Metalúrgica Barra do Piraí LO FE005929 Fortymil LO 600000801 |
| Bombonas plásticas contaminadas com óleo ou produtos químicos | Classe I | Sistema de Utilidades Manutenção mecânica | 35 kg/Mês | Big-bags forrados com sacos plásticos de alta resistência | Vitória Ambiental LO 067/2004 | Aterro industrial | Vitória Ambiental LO 023/05 |
| Borras oleosas | Classe I | Manutenção mecânica Limpeza de tanques | 4.800 kg/Mês | Tambores metálicos de fechamento hermético | Vitória Ambiental LO 067/2004 | Aterro industrial | Vitória Ambiental LO 023/05 |
| Cartuchos de impressora/copiadora | Classe I | Escritórios Oficina elétrica Almoxarifado Sala de controle | 15 un/Mês | Saco plástico | Vitória Ambiental LO 067/2004 | Transporte e Reciclagem | Vitória Ambiental LO 023/05 Sinus LO 0956/2004 |
| Resíduo orgânico de alimentação | Classe II-A | Cozinha/refeitório Paioi de mantimentos Camarotes c/frigoobar | 3.060 kg/Mês | Recolhidos em latões e trituras em partículas com tamanho inferior a 25mm/ Caçamba metálica ou Tambores metálicos, com tampas herméticas | Não se aplica | Lançados ao mar/ Aterro Sanitário | Não se aplica/ Marca Ambiental LO 094/04 |

Tabela II.2.4-14 – Continuação.

| RESÍDUO | CLASSIFICAÇÃO NBR 10004/2004 | LOCAL DE GERAÇÃO | TAXA DE GERAÇÃO | FORMA DE ARMAZENAMENTO E DESEMBARQUE | EMPRESA DE COLETA E TRANSPORTE / LO | DESTINAÇÃO FINAL | EMPRESA RESPONSÁVEL / LO |
|------------------------|---------------------------------|--|---------------------|--|--|---------------------|--|
| Lâmpadas fluorescentes | Classe I | Sistema de utilidades Manutenção elétrica | 34 unidades /Mês | Caixa de fibra de vidro compartimentada e com tampa | Vitória Ambiental LO 067/2004 | Descontaminação | Vitória Ambiental LO 023/05 |
| Cordas de sisal | Classe II-A | Sistema de utilidades e Heliponto | 50 kg/Semestre | Big-bags | Vitória Ambiental LO 067/2004 | Aterro industrial | Vitória Ambiental LO 023/05 |
| Latas de alumínio | Classe II-B | Cozinha Refeitório Camarotes c/frigobar | 100 kg/Mês | Coletados em coletores plásticos e desembarcados tambores metálicos, com tampas herméticas, revestidos com sacos plásticos de resistência | Vitória Ambiental LO 067/2004 CRR (armaz. Temp. E transp. p/ destino final) LO FE006277 | Reciclagem | Alutech LO FE008341 CRR LO FE 006277 |
| Madeira | Classe II-B | Sistema de utilidades; Cozinha | 140 kg/Mês | Caçamba metálica | Vitória Ambiental LO 067/2004 | Reutilizada | Associação de Paineiras OF/SEAMA/CCA N 268/02 Cerâmica Marajó LO FE010285 |

Tabela II.2.4-14 – Continuação.

| RESÍDUO | CLASSIFICAÇÃO NBR 10004/2004 | LOCAL DE GERAÇÃO | TAXA DE GERAÇÃO | FORMA DE ARMAZENAMENTO E DESEMBARQUE | EMPRESA DE COLETA E TRANSPORTE / LO | DESTINAÇÃO FINAL | EMPRESA RESPONSÁVEL / LO |
|-------------------------------------|---------------------------------|---|---------------------|---|---|-------------------------------------|--|
| Óleo lubrificante usado | Classe I | Manutenção mecânica | 4.800 Litros/Mês | Tambores metálicos de fechamento hermético devidamente identificado | Vitória Ambiental LO 067/2004 Petro lub armazenamento temporário) LO46/05 Petro lub (Transporte para destino final) LO 058/05 e LO 015 | Re-refino | Petro lub LO 173 Lwart Lubrificantes LF 002754 |
| Resíduo do Serviço de Saúde | Classe I | Enfermaria | 30 kg/Semestre | Coletados em recipientes de Coleta I (resíduo infectante) e II (medicamento fora de uso). Desembarcados em tambores metálicos, com tampas herméticas | Vitória Ambiental LO 067/2004 | Aterro para Resíduos de Saúde | Marca Ambiental LO 094/04 |
| EPI's | Classe I | Todas as atividades da plataforma | 2 kg/Semestre | Tambores metálicos, com tampas herméticas | Vitória Ambiental LO 067/2004 | Aterro industrial | Vitória Ambiental LO 023/05 |
| Papel e papelão não contaminados | Classe II-B | Áreas diversas | 400 kg/Mês | Tambores metálicos de fechamento hermético devidamente identificado | Vitória Ambiental LO 067/2004 CRR (armaz. Temp. e transp. p/ destino Final) LO FE006277 | Reciclagem | Icapel LMO 221/05 CRR LO FE 006277 Cibrapel S.A. LO FE 008025 |

Tabela II.2.4-14 – Continuação.

| RESÍDUO | CLASSIFICAÇÃO NBR 10004/2004 | LOCAL DE GERAÇÃO | TAXA DE GERAÇÃO | FORMA DE ARMAZENAMENTO E DESEMBARQUE | EMPRESA DE COLETA E TRANSPORTE / LO | DESTINAÇÃO FINAL | EMPRESA RESPONSÁVEL / LO |
|--|---------------------------------|---|--------------------|---|--|------------------------|---|
| Papel e papelão contaminados com óleo | Classe I | Áreas diversas e Sistema de utilidades | 50 kg/Mês | Tambores metálicos de fechamento hermético devidamente identificado | Vitória Ambiental LO 067/2004 | Aterro industrial | Vitória Ambiental LO 023/05 |
| Plástico Reciclável | Classe II-B | Sistema de utilidades Escritórios Camarotes Cozinha Refeitório Bebedouros | 120 kg/Mês | Tambores metálicos de fechamento hermético devidamente identificado | Vitória Ambiental LO 067/2004 CRR (armazenamento/ trans.) LO FE006277 | Reuso ou Reciclagem | CICLO LMO 145/04 CRR LO FE006277 PLASNOVA LO 29002197 Fortymil LO 60000801 |
| Resíduos contaminados com produtos químicos | Classe I | Laboratório químico Sacaria Paioi de tintas | 800 kg/Mês | Tambores metálicos, com tampas herméticas. | Vitória Ambiental LO 067/2004 | Aterro industrial | Vitória Ambiental LO 023/05 |
| Resíduos contaminados com óleo/graxa | Classe I | Manutenção mecânica Manutenção elétrica Atividade de perfuração Gear house | 800 kg/Mês | Tambores metálicos, com tampas herméticas, revestidos | Vitória Ambiental LO 067/2004 | Aterro industrial | Vitória Ambiental LO 023/05 |
| Sucata elétrica | Classe II-B | Manutenção elétrica | 150 kg/Semestre | Tambores metálicos, com tampas herméticas | Vitória Ambiental LO 067/2004 | Reciclagem | Belgo Mineira LO 012/02 |

Tabela II.2.4-14 – Continuação.

| RESÍDUO | CLASSIFICAÇÃO NBR 10004/2004 | LOCAL DE GERAÇÃO | TAXA DE GERAÇÃO | FORMA DE ARMAZENAMENTO E DESEMBARQUE | EMPRESA DE COLETA E TRANSPORTE / LO | DESTINAÇÃO FINAL | EMPRESA RESPONSÁVEL / LO |
|---|---------------------------------|--|--------------------|---|---|--------------------------------------|--|
| Sucata metálica ferrosa e não ferrosa | Classe II-B | Áreas diversas | 4.000 kg/Mês | Caçamba metálica ou Tambores metálicos, com tampas herméticas | Vitória Ambiental LO 067/2004 | Reciclado em usina siderúrgica | Belgo Mineira LO 012/02 |
| Vidro | Classe II-B | Cozinha Refeitório Paioi de mantimentos | 100 kg/Mês | Coletados em coletores plásticos, revestidos com saco plástico e desembarcados em tambores metálicos, com tampas herméticas | Vitória Ambiental LO 067/2004 CRR armaz. Temp. e transp. p/ destino final LO FE006277 | Reciclagem | CRR LO FE006277 Recitotal LO 15000973 * |
| Lixo comum (domiciliar) Resíduos de varrição e toalhas de papel | Classe II-A | Sanitários e banheiros Áreas diversas | 400Kg/Mês | Tambores metálicos, com tampas herméticas, revestidos com sacos plásticos de alta resistência | Vitória Ambiental LO 067/2004 | Aterro sanitário | Marca Ambiental LO 120/05 |

* Apresenta-se em conjunto com a LO o requerimento da sua renovação. Informamos que o processo ainda está em trâmite no órgão ambiental competente. De acordo com o preconizado na Resolução CONAMA nº 237, de 16.12.97, em ocorrendo a solicitação da renovação da LO, o seu prazo de validade fica automaticamente prorrogado até a manifestação definitiva do órgão ambiental competente, que neste caso ainda não ocorreu. Desta forma, assim que tal licença for renovada a mesma será encaminhada a essa CGPEG/IBAMA via relatório do presente projeto. Ressaltamos que, conforme preconizado no Projeto de Controle da Poluição, não serão encaminhados para essa empresa resíduos perigosos.

Para o lançamento das linhas flexíveis, a ser realizado pela unidade de lançamento de linhas flexíveis (uma embarcação LSV a ser definida), ressalta-se que o gerenciamento dos resíduos a serem gerados por esta embarcação está sendo contemplado no âmbito dos Projetos Continuados, da UN-BC, Processo IBAMA 02022.008099/02-18.

Para o lançamento das linhas rígidas, a ser realizado pela unidade de lançamento Skandi Navica, o procedimento de gerenciamento dos resíduos se encontra exposto no item L.2 desta seção.

Os resíduos sólidos gerados a bordo das unidades marítimas de lançamento serão gerenciados seguindo os procedimentos específicos das unidades, que visam o atendimento à legislação específica.

L) Descrição dos sistemas de segurança e de proteção ambiental que equipam a unidade de produção, e quaisquer outras (p.ex. Unidade de lançamento de dutos), que estarão em funcionamento durante a atividade (exceto barcos de apoio). Deverão ser descritos: sistema de posicionamento dinâmico e/ou de ancoragem; sistema de conexão com as linhas de escoamento; sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos (gás, óleo, diesel, etc); sistemas de manutenção; sistema de segurança; sistemas de medição e monitoramento; sistema de geração de energia de emergência (destacando os subsistemas atendidos); sistema de coleta, tratamento e descarte de fluidos (esgoto, águas e resíduos de cozinha, água de produção, drenagem de conveses e águas oleosas, e osistema de coleta e destinação de óleos sujos); caracterização e disposição de rejeitos.

L.1) Unidade de Produção

- **Sistemas de segurança e sistemas de detecção de vazamentos (gás, óleo, diesel, etc) e os dispositivos para contenção e bloqueio dos mesmos, e sistema de combate a incêndio**

O Sistema de Detecção de Incêndio e Gás cobre todo o FPSO Cidade de Vitória, monitorando continuamente todas as áreas onde possam ocorrer

incêndios ou formação de mistura Inflamável. O sistema detecta qualquer um destes eventos, alerta o pessoal e inicia uma seqüência de ações para minimizar as conseqüências.

O Sistema de Detecção de Incêndio e Gás, dependendo da prioridade do estado de alarme, inicia a operação automática das seguintes funções: alarmes do FPSO e Paradas de Emergência apropriadas através do sistema ESD.

O FPSO é dividido em zonas de Incêndio e Gás, sendo essas zonas parte essencial da filosofia de resposta de incêndio, condizente com os objetivos de detecção e proteção em todo o FPSO. O monitoramento de todos os detectores FGS (*Fire and Gas System*) é feito através da interface gráfica da estação de controle (*Man Machine Interface - MMI*), localizada na Sala de Controle Central (CCR). A informação FGS também é repetida na interface homem-máquina na Sala de Controle de Máquinas (ECR). O alarme geral sonoro PA/GA é acionado quando há a confirmação de gás ou incêndio.

Os sensores de incêndio e gás podem ser desativados a partir da CCR durante a manutenção das instalações ou equipamentos, evitando parada inadvertida ou acionamento do alarme PA/GA devido às condições falsas de detecção de incêndio e gás. Caso o sensor não retorne à condição normal de operação após a manutenção, decorrido um tempo determinado, a inibição é cancelada automaticamente. O cancelamento automático é precedido de um anúncio visual e sonoro na estação de controle da CCR.

Filosofia de Parada por Incêndio e Gás

A detecção confirmada de incêndio e/ou de vazamento de gás em áreas de Processo e/ou Praça de máquinas tem como conseqüência o acionamento de Parada de Emergência (Nível 2). A detecção de gás no invólucro de um turbogerador tem como conseqüência a parada somente do gerador associado. O Sistema de Detecção de Incêndio e Gás (*Fire and Gas System - FGS*) ativa a parada e o isolamento elétrico dos equipamentos, conforme a seguir.

Isolamento Elétrico da Sala Local de Equipamentos (LER): Ocorre quando há a detecção de incêndio ou gás confirmado na sala de equipamentos, ocorrendo o

fechamento dos registros de ventilação da sala local de equipamentos quando há detecção de 20% do limite inferior de explosividade de gás no sistema de ventilação e pressurização.

Detecção de gás

Devido ao carregamento contínuo de petróleo bruto proveniente da planta de processo, o gás dos tanques de carga é liberado continuamente durante as operações normais e intermitentemente em grandes volumes durante o lastro de emergência dos tanques de carregamento ou operações de lavagem dos tanques. A liberação do gás é feita através de um ponto de ventilação comum.

O sistema de ventilação dos tanques é concebido de forma a permitir a dispersão suficiente da mistura de vapor, evitando acúmulo de gás que atinja qualquer detector e provoque alarmes durante as operações. Os detectores de gás de hidrocarbonetos são instalados com as seguintes finalidades:

- Para detectar liberação de gás em locais com áreas abertas ventiladas, naturalmente com potencial de risco de vazamento significativo de gás de hidrocarbonetos;
- Para detectar quaisquer liberações de gás em áreas fechadas por onde passem tubulação ou equipamentos que operem com hidrocarbonetos;
- Para detectar gás em áreas fechadas, ventiladas naturalmente onde o gás poderia se acumular;
- Para detectar gás em todas as entradas de ventilação forçada de áreas fechadas onde pessoas possam estar presentes ou nos locais onde são montados equipamentos elétricos. Isto inclui também as entradas de ar condicionado para a Sala Local de Equipamentos, Laboratório na instalação de processo e Praça de máquinas;
- Para detectar gás em todos os invólucros de equipamentos rotativos (por ex. turbinas a gás);
- Para detectar gás em todas as entradas de ventilação e ar de combustão de equipamentos rotativos;

- Em todas as entradas de áreas fechadas onde pessoas possam estar presentes, onde sejam montados equipamentos elétricos e onde haja possibilidade de entrada de gás.

Não há nenhum detector de H₂S instalado, já que não há um teor significativo de H₂S no petróleo bruto do Campo de Golfinho nem em Canapu. Todo detector de gás é capaz de detectar metano, já que este é o gás predominante no petróleo bruto. Os sensores usados para detecção de gás são do tipo infravermelho, sendo suficientemente confiáveis para evitar alarmes falsos.

Os pontos de ajuste dos detectores de infravermelho são expressos como uma porcentagem do Limite Inferior de Explosividade (*Lower Explosion Limit* – LEL) e ajustados conforme o seguinte:

- Baixo Nível de Gás (LLG) 20% LEL;
- Alto Nível de Gás (HLG) 60% LEL.

A detecção de gás inflamável por qualquer detector de gás (LLG) inicia um alarme conforme o seguinte:

- Indicação visual e alarme audível na CCR;
- Indicação visual/audível no painel repetidor.

Os detectores estão ajustados para detectarem vazamentos de gás de hidrocarbonetos contidos em tubulação dentro de dutos ventilados mecanicamente. As ações corretivas são iniciadas em 20% LEL. A detecção de gás inflamável por qualquer detector de gás (HLG) inicia um alarme conforme o seguinte:

- Indicação visual e alarme audível na CCR;
- Indicação visual/audível na HMI na ECR;
- Alarme audível de gás em todo o FPSO.

Para limitar a passagem de gás para os alojamentos, as entradas do sistema de ventilação e ar condicionado são providas com detector de gás por voto (2

entre 3), que deverá desligar automaticamente os ventiladores e fechar os dutos de ventilação. Esse processo também é iniciado em 20% LEL.

A detecção confirmada de alto nível de gás em um local onde o voto (2 entre 3) esteja instalado é considerada como uma situação potencialmente perigosa, iniciando uma Parada de Emergência (ESD - Nível 3) imediata.

Detecção de Incêndio

Os detectores de incêndio instalados no FPSO Cidade de Vitória estão em conformidade com as exigências SOLAS para a parte do “navio”, e de acordo com as exigências NFPA para as instalações da planta de processo e no restante da embarcação.

A detecção de incêndio se dá automaticamente através de sensores de calor, detectores de chama infravermelha, fumaça, sistemas de tampão e fusível pneumático instalados nas áreas apropriadas e por meio de Pontos de Chamada de Alarme Manual (*Manual Alarm Call-Points - MAC*) localizados estrategicamente ao longo do FPSO.

Detectores de fumaça estão instalados em todas as áreas fechadas onde se possa prever fumaça no estágio inicial de um incêndio, como por exemplo, nas áreas de alojamentos, sala de máquinas, sala de bombas, almoxarifado e laboratório. Um sistema de detecção de fumaça para alarme imediato é usado na Sala Local de Equipamentos (LER) e na praça de máquinas.

Detectores de fumaça com votação 2 em 3 são instalados em cada uma das entradas de ventilação dos alojamentos para detectarem a entrada de fumaça. Na detecção de fumaça confirmada dentro das entradas de ventilação, os ventiladores são parados automaticamente.

Detectores de calor do tipo termovelocimétrico são usados em todas as áreas que não sejam apropriadas para detectores de fumaça, tais como:

- Salas de Recreação;
- Cozinha, Refeitório e coifa da Cozinha;
- Oficina da Sala de Máquinas;

- Lavanderias.

Detectores de chama de infravermelho são instalados tanto em áreas abertas de ventilação natural com risco elevado de incêndio, tais como o convés principal do navio e áreas fechadas perto de equipamentos acionados por motores a gás, quanto nas instalações de processo onde não estejam instalados sistemas de dilúvio, mas onde sejam manuseados líquidos inflamáveis. Os detectores são do tipo banda de onda tripla.

Os detectores de incêndio são geralmente conectados a circuitos fechados nas áreas do alojamento para minimizar os custos de cabos e painéis. Nas áreas de processo somente são utilizados detectores de incêndio individuais e por voto 2 em 3.

Os Pontos de Chamada de Alarme Manual (MAC) são instalados de acordo com o SOLAS através dos espaços de alojamentos, áreas de serviço e estações de controle. Além disto, são instalados MACs no heliponto, nos pontos de reunião e perto das rotas de escape nos Módulos da planta de processo. O pessoal dos alojamentos deverá estar sempre a menos de 20 metros de um MAC. Nas instalações de processo os regulamentos do NFPA são aplicáveis. Os MACs têm fiação em circuitos separados.

A detecção automática de incêndio é feita por detectores de incêndio por votação, localizados estrategicamente onde haja maior possibilidade de ocorrência de vazamentos.

O skid de controle de dilúvio possui sensor de pressão para confirmação da operação da válvula de dilúvio, válvulas manuais de teste/isolamento, solenóide dupla de controle para permitir a operação remota e parada do dilúvio. Os solenóides são desenergizados nas circunstâncias normais e possuem um dispositivo sensor de corrente para monitorar sua função durante todo o tempo.

Em caso de detecção de incêndio, as seguintes ações são tomadas automaticamente:

- Indicação Áudio/Visual na CCR.
- Inundação de dilúvio na área apropriada.

- As turbinas a gás possuem sistemas de detecção/combate a incêndio nos seus invólucros.

Sistema de Combate a Incêndio

O FPSO Cidade de Vitória possui um sistema de combate a incêndio projetado de acordo com as regras do ABS - *Steel Vessel Rules 2000, Guide for Building and Classing of Facilities on Offshore Installations 2000* e do Regulamento IMO-SOLAS (*Safety Of Life At Sea*).

O sistema de combate a incêndio é composto pelos subsistemas de dilúvio e espuma, que atendem às suas respectivas áreas por meio do anel de espuma e do anel de incêndio, sendo os mesmos mantidos pressurizados com água captada do mar. A água de combate a incêndio é suprida aos locais aplicáveis através dos seus respectivos sistemas de dilúvio ou hidrantes e a espuma é suprida ao convés pela ativação do sistema de espuma, o qual permite a mistura de Líquido Gerador de Espuma (LGE) com água de incêndio (água salgada). Utilizando-se um proporcionador, o LGE é adicionado à água de incêndio para formar a mistura, a qual é conduzida às áreas aplicáveis através de dutos normalmente secos e dedicados. Uma válvula de dilúvio por espuma é atuada para ativar o sistema de dilúvio de espuma.

Sob os Módulos de produção e facilidades há uma malha de difusores de espuma. Já as áreas livres do convés e as estações de transferência de *offloading* e lavagem do mangote de transferência são atendidas por canhões de espuma.

Para fins de combate a incêndio por dilúvio, as instalações do FPSO Cidade de Vitória foram divididas de acordo com a identificação de requisitos de dilúvio, assim sendo: Varanda dos *risers*, Módulos de Processo e Módulos de Facilidades.

Toda água do sistema de combate a incêndio é captada diretamente do mar através das bombas. Nos compartimentos onde estão instalados equipamentos elétricos existem sistemas dedicados de combate a incêndio por CO₂.

Sistema de Proteção de Alta Integridade (HIPPS)

As análises de risco realizadas indicaram não ser necessária a instalação desse sistema no FPSO Cidade de Vitória.

Sistema de Comunicação Pública

O Sistema de Comunicação Pública/Alarme Geral (PA/GA) é constituído de alto-falantes localizados em toda a embarcação para facilitar os anúncios públicos e sinais de alarme de emergência. A iniciação destes sinais de alarme é pelo Sistema de Detecção de Incêndio e Gás e ESD.

O sistema PA/GA é mantido por uma Fonte Ininterrupta de Energia (*UPS - Uninterrupted Power Supply*). Quatro sinais diferentes de alarme são utilizados. Nas áreas ruidosas os alarmes são acompanhados de sinalização visual através do uso de lâmpadas de estado, conforme a seguir:

- Alarme de Abandono: Grito (azul)
- Alarme de Incêndio: Trinado (vermelho)
- Alarme de Gás: Sirene (amarelo/âmbar)
- Advertência de 2 minutos: Ruído lento

Os anúncios durante o soar de um tom de alarme têm prioridade. O nível de som do tom de alarme é emudecido automaticamente. Os cabos para o sistema PA/GA são resistentes a fogo.

Segurança e Controle do Processo

Certificado pela ABS como uma instalação fixa fundeada permanentemente, o FPSO Cidade de Vitória está sendo convertido a partir de uma embarcação já existente, através da adição de novos equipamentos de processamento e fundeio, utilizando a maioria dos equipamentos marítimos originais para apoiar a operação.

Os equipamentos de processo, que são divididos em Módulos, possuem dispositivos para controle de processo básico e sistemas instrumentados para proteção adicional de pessoal e/ou equipamentos essenciais.

O processo geral pode ser dividido em três pontos principais: *Risers*, Processo e Marítima, com as áreas de controle funcional subdivididas conforme segue:

| | |
|---------------|--|
| | Controle submarino (em conjunto com os equipamentos de superfície) |
| <i>Risers</i> | Monitoração e controle dos <i>risers</i> |
| | Recebedores de <i>pig</i> |
| | Monitoração do carregamento e do conteúdo dos tanques de carga |
| | Controle de carregamento e de esforços e estabilidade |
| Marítima | Transferência de óleo (<i>Offloading</i>) |
| | Parada das bombas de carga |
| | Controle do gás inerte |
| | Controle da caldeira |
| | Controle Geral e Monitoramento do Sistema Submarino |
| | Controle e Proteção dos Turbo Geradores |
| | Controle da Planta de Processo |
| | Sistema de Medição de Transferência de Custódia |
| Processo | Controle dos Compressores de Gás |
| | Controle de Injeção de Água |
| | Controle de Tratamento de Água |
| | Controle da Unidade de Desidratação de Gás |
| | Controle do Queimador |
| | Controle do Sistema de Utilidades |

Os controles e proteções da unidade são concebidos através de uma combinação de vários sistemas, como o sistema principal de controle do processo, o sistema principal de parada de emergência, o sistema principal de detecção de incêndio e gás, associados à filosofia de controle dos fabricantes dos equipamentos. Têm-se ainda como parte do controle o Alarme geral e o Sistema

de Comunicação Pública (*General Alarm/Public Address - GA/PA*) para alertar o pessoal sobre a existência de um perigo em potencial e para transmitir instruções.

Cada uma das áreas da embarcação possui requisitos para monitoração do processo, controle de processo e proteção, fornecidos por um ou mais dos seguintes sistemas:

- Sistema de Controle de Processo (PCS), incluindo interfaces do operador;
- Parada de Emergência (ESD), incluindo instalações para parada manual;
- Sistema de Detecção de Gás e Incêndio (FGS);
- *Skids*/Sistemas de Medição da Transferência de Custódia;

Todos os gabinetes de equipamentos do Sistema Integrado de Segurança e Controle - ICSS (com a exceção indicada abaixo) são abrigados na Sala Local de Equipamentos (LER) e na área de alojamento. As interfaces principais de operação estão localizadas na Sala de Controle Central (CCR). Existem instalações adicionais de operação, sob uso protegido, na Sala Local de Equipamentos (LER), além de um gabinete PCS na CCR para interface com sinais e botões locais.

A visualização e o acompanhamento de todos os dados de operação são feitos preferencialmente através dos consoles do PCS na CCR. Isto é possível devido às interfaces de dados entre o PCS e outros elementos do sistema de controle.

Existem quatro níveis de parada no FPSO Cidade de Vitória, que variam desde a parada da unidade de processo ou de uma unidade de pacote não crítico até a paralisação total do FPSO e dos poços.

| | |
|---------|---|
| Nível 1 | Parada de Equipamento (USD) |
| Nível 2 | Parada do Processo (PSD) |
| Nível 3 | Parada de Emergência da Embarcação (ESD) |
| Nível 4 | Posto de Abandono de ESD da Embarcação (PESD) |

Os pré-alarmes indicam através do PCS quando uma falha operacional ou falha do equipamento provoca um desvio de uma unidade de processo além dos limites operacionais aceitáveis. Se o PCS ou o operador não puder corrigir a situação, então a parada é iniciada automaticamente pelos sistemas de proteção, ou manualmente por ação do operador.

Os sistemas físicos (PCS e ESD) onde estão configuradas e operam as diversas funções de parada automática são determinados com base nos seguintes critérios:

- Nível exigido de desempenho confiável
- Racionalização e simplificação da configuração lógica.
- Minimização das transferências de sinais entre sistemas.
- Manutenção dos sistemas padronizados e comprovados dos fornecedores.

Os critérios a seguir foram utilizados na definição da função de cada um dos níveis de parada, de modo a fornecer fases ordenadas e estruturadas para a parada da instalação e minimizar o tempo parado desnecessário, enquanto se mantém o nível exigido de proteção do pessoal e equipamentos:

Nível 1 – Parada de Equipamento (USD)

A USD Nível 1 é uma ação de parada de proteção iniciada quando ocorre um estado indesejável dentro de um equipamento. Não resulta em perda de produção de petróleo bruto. A ação de parada é para proteger o sistema, o FPSO ou parte dos equipamentos e garantir a operação segura. Na parada (manual ou automática), o anúncio local e da sala de controle são transmitidos. O equipamento poderá ser parado para sua própria proteção, manualmente pela Sala de Controle Central (CCR) ou automaticamente. Outros equipamentos não são necessariamente afetados. A USD Nível 1 deixa o equipamento afetado parado e isolado, sob pressão normal.

Nível 2 – Parada de Processo (PSD)

Se a parada da unidade provocar a interrupção da produção, irá provocar a PSD Nível 2. Como nenhum gás é produzido durante a parada total do processo, é iniciada a troca do combustível de gás para diesel na geração de energia e nas caldeiras.

A PSD é iniciada automaticamente, ou manualmente pela Sala de Controle Central ou locais estratégicos nas áreas de processo. Na PSD é transmitido o anúncio local e da sala de controle. Uma Parada do Processo é ativada pelas seguintes situações:

- Parada da Energia Principal na PSD.
- Operação de uma botoeira da CCR.
- Nível muito alto nos vasos de flare de alta ou baixa pressão.
- Pressão muito baixa nos sistemas hidráulicos de alta ou baixa pressão.
- Nenhuma bomba de captação de água do mar operando.
- Pressão muito baixa de ar de instrumentos.

Para reduzir a probabilidade de paradas falsas do processo, os transmissores do sistema de ar de instrumentos são planejados para operar baseados em informações oriundas de 2 entre 3 sensores, caracterizando sistema de votação em uma base de 2 entre 3 votos.

A ativação da Parada de Processo tem como conseqüências:

- Fechamento de todas as Válvulas SDV de óleo e gás do processo;
- Parada de todas as bombas e motores;
- Passagem dos Turboogeradores para combustível diesel;
- Passagem das Caldeiras para combustível diesel;
- Parada do sistema de injeção de produtos químicos (não em todas as condições);
- Parada do sistema de Água Produzida;
- Parada da injeção de água (não em todas as condições);
- Parada da Unidade (USD);

Nível 3 – Parada de Emergência do FPSO (ESD)

As ESDs Nível 3 são provocadas por condições externas não relacionadas diretamente com as atividades básicas de controle de processo, ou por uma emergência que impeça a operação segura do sistema de produção, tal como incêndio confirmado, grande vazamento de hidrocarbonetos ou liberação confirmada de vapor/gás. A parada afeta as válvulas de cabeça do poço, o trem de produção de óleo e gás, sistemas dependentes da continuidade da produção e sistemas de utilidades incluindo os geradores de energia.

A ESD Nível 3 é ativada automaticamente por qualquer um dos seguintes eventos:

- Incêndio confirmado ou alto nível de gás (HLG) em áreas perigosas;
- Incêndio confirmado ou HLG na vizinhança do Centro de Controle de Motores (MCC) ou da Sala Local de Equipamentos (LER);
- Incêndio confirmado ou HLG nas entradas de ventilação da Sala de Máquinas.

Uma ESD Nível 3 pode ser iniciada manualmente na Sala de Controle Central, Sala de Comunicações e estações de Parada de Emergência localizadas seletivamente nas seguintes áreas:

- Rota de Escape dos Alojamentos, espaços de máquinas e conveses de processo;
- Escada do Heliponto;
- Embarcação de sobrevivência;
- Sala de Controle Central.

Na iniciação manual de uma Parada de Emergência - Nível 3 devido a um incêndio confirmado ou alto nível de gás nas instalações de processo as seguintes ações ocorrem:

- Todas as válvulas das árvores de natal são fechadas;

- Todas as válvulas de parada de emergência (SDV) dos risers e da planta de processo assumem sua condição de segurança;
- Os trens de separação e trens de compressão de gás são isolados e despressurizados;

Em caso de Parada de Produção - Nível 2 é iniciada:

- Sistema de dilúvio é ativado automaticamente ou manualmente;
- Passagem automática do combustível das caldeiras de gás para diesel;
- Passagem automática do combustível dos turbogeradores de gás para diesel.
- Em caso de nível alto de gás nas entradas de ar das turbinas a gás ou incêndio confirmado avante do Módulo de alojamento, adicionalmente às ações de ESD Nível 3, são parados os Geradores.

No início da Parada de Emergência por incêndio confirmado ou detecção de gás na Sala Local de Equipamentos (LER), as seguintes ações adicionais ocorrem:

- Isolamento da energia elétrica de e para o Centro de Controle de Máquinas (MCC) localizado na LER;
- Fechamento dos *dampers* de ar no centro de controle de máquinas (MCC).

No início da parada de emergência por detecção de gás nas entradas de Ventilação da Sala de Máquinas, as seguintes ações adicionais ocorrem:

- Parada do sistema de geração de energia do FPSO;
- Isolamento da energia elétrica de ou para o Centro de Controle de Máquinas (MCC) localizado na Sala de Controle do Gerador/Motor (ECR).

Os seguintes equipamentos continuam em operação:

- Sistemas ininterruptos de energia;

- Sistema de Detecção de Incêndio e Gás;
- Iluminação de Escape (luminárias autônomas com baterias);
- Bombas de incêndio com acionadores diesel-hidráulicos;
- Auxílio à Navegação (mantido por baterias locais);
- Instalação de Rádio;
- Sistema de comunicação pública.

Nível 4 – Parada Pós Emergência (PESD)

A Parada Pós Emergência Nível 4 (*Post Emergency Shut Down - PESD*) é acionada em caso de emergência extrema, quando a vida das pessoas está ameaçada. Uma PESD Nível 4 é iniciada no caso de explosão severa, incêndio incontrolável ou risco iminente de naufrágio e é implementada quando necessária para eliminar todas as possíveis fontes de ignição antes do abandono do FPSO.

Uma PESD Nível 4 só pode ser iniciada por operação manual a partir das estações PESD, localizadas em cada embarcação de sobrevivência, na Sala de Controle Central (CCR) e escada do heliponto, e somente se o FPSO já se encontrar em ESD Nível 3.

Uma Parada Pós Emergência acarreta a desconexão de todas as fontes de corrente contínua, exceto para sistemas selecionados que são isolados automaticamente após um retardo de 30 minutos. Estes sistemas são os seguintes:

- Sistema de Detecção de Incêndio e Gás;
- Sistemas ininterruptos de energia;
- Equipamentos de controle de processo;
- Equipamentos de rádio e telecomunicações.

Dentro do tempo de retardo, o sinal de isolamento automático pode ser abortado a partir da Sala de Controle Central. As bombas de incêndio acionadas por motor diesel-hidráulico, os sistemas de auxílio à navegação e iluminação de escape continuam em operação. As válvulas de segurança dos poços, localizadas

em suas árvores de natal no fundo do mar, são fechadas e o alarme PESD é acionado.

A ativação da Parada PESD tem como conseqüências:

- Parada de toda a geração de energia e equipamentos do FPSO.
- Inibição da partida do gerador de emergência ou interrupção do seu funcionamento.
- Isolamento de todas as chaves e sistemas de baterias UPS.
- Fechamento de todas as válvulas das árvores de natal dos poços.
- Isolamento das baterias dos sistemas de telecomunicações após um retardo de tempo de 30 minutos.
- Isolamento da fonte ininterrupta de energia elétrica (UPS) do Sistema de Controle e Segurança com retardo de tempo para permitir que a monitoração da detecção de incêndio e gás continue após a perda da energia principal.
- Isolamento da fonte ininterrupta de energia elétrica (UPS) com retardo de tempo para permitir o fechamento das válvulas submarinas dos poços na seqüência correta.
- Despressurização das válvulas direcionais dos sistemas hidráulicos de alta e baixa pressão para comando das válvulas submarinas.

Após a ativação de uma Parada Nível 4, os únicos equipamentos do FPSO que permanecem em operação são os seguintes:

- Baterias da UPS do Sistema de Controle e Segurança durante toda a parada com retardo de tempo.
- Sistemas de Telecomunicações e comunicação geral (PA) durante toda a parada com retardo de tempo.
- Iluminação de Emergência e Sistema de Navegação, através de suas fontes autônomas por baterias.
- Bombas de incêndio acionadas por motores a diesel.
- Baterias da UPS do sistema de Iluminação do heliponto.

A parada das UPS com retardo pode ser abortada através de um interruptor no Painel Matriz de Parada na Sala de Controle Central.

A Parada da Energia Principal pode ser causada pelos seguintes eventos:

- Falha de todos os Geradores Principais de Energia.
- Perda de todas as bombas de Água de Resfriamento.

Para reduzir o número de paradas por falhas espúrias, os transmissores do serviço acima são arrançados para operar com base nas informações de 2 entre 3 sensores, o que corresponde ao sistema de votação 2 em 3. Ou seja, a parada só é acionada quando 2 dos 3 transmissores são alarmados.

Sistema de ancoragem e sistema de conexão com as linhas de escoamento

O FPSO Cidade de Vitória está equipado com um sistema de ancoragem que utiliza 18 linhas, de composição mista (amarra e cabo de poliéster) agrupadas em 4 grupos, conectadas a 18 estacas torpedo cravadas no solo marinho, que se conectam no FPSO através de mordentes instalados ao longo do costado do navio. A Tabela II.2.4-15 apresenta as características gerais do sistema de ancoragem da unidade.

Tabela II.2.4-15 - Características do sistema de ancoragem do FPSO Cidade de Vitória.

| COMPONENTE | CARACTERÍSTICA | COMPRIMENTO (m) | DIÂMETRO (mm) | CARGA DE RUPTURA (KN) |
|----------------------|----------------|--------------------|------------------|-----------------------------|
| Âncora tipo torpedo | 98.000 kg | 17 | ----- | ---- |
| Amarra de fundo | Sem malhete R4 | de 180 a 250 | 120 | 13573 |
| Cabo inferior | Poliéster | 1000 | 200 | 12262 |
| Amarra intermediária | Sem malhete R4 | 10 | 120 | 13573 |
| Cabo superior | Poliéster | 900 | 200 | 12262 |

A Figura II.2.4-14 apresenta, de forma esquemática, as linhas de ancoragem do FPSO Cidade de Vitória, com as suas marcações.

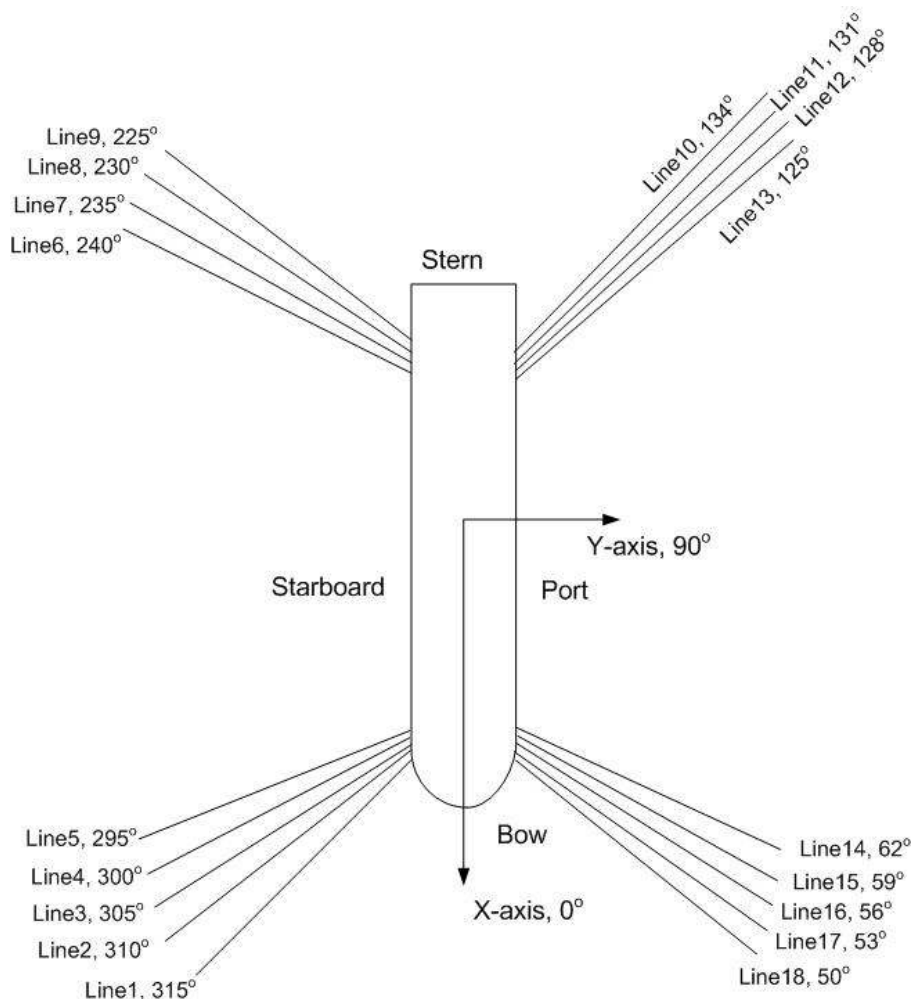


Figura II.2.4-14- Linhas de Ancoragem do FPSO Cidade de Vitória

E em pontos pré-determinados ao longo do convés, as linhas de escoamento são puxadas por guinchos e conectadas na UEP, de forma a não sofrerem interferência da resultante das forças ambientais. A conexão à tubulação rígida do FPSO se dá por meio de flanges.

Sistemas de manutenção

A manutenção dos equipamentos é realizada durante todo o tempo e envolve uma grande variedade de atividades. Realizada com a finalidade de conservar, melhorar ou restituir a instalação, sistema ou equipamento às condições que lhe permitam realizar sua função. Conforme as condições especificadas, a manutenção no FPSO Cidade de Vitória é dividida em 4 níveis:

Manutenção corretiva: Manutenção efetuada após a ocorrência de falha para recolocar uma instalação, sistema ou equipamento em condições de executar suas funções requeridas.

Manutenção preventiva: São assim chamadas as intervenções de manutenção realizadas visando corrigir defeitos antes de ocorrer a falha.

Manutenção preventiva periódica ou sistemática: São as intervenções de manutenção preventiva que se dão em intervalos de tempo pré-determinados e constantes, sendo baseadas em experiência empírica, catálogos ou manuais, ou ainda no histórico de vida do equipamento ou sistema.

Manutenção preditiva: São as intervenções de manutenção preventiva que ocorrem baseadas na análise dos parâmetros de operação (pressão, vazão, temperatura, vibração), os quais predizem o melhor momento para intervir no equipamento ou sistema. São tarefas de manutenção que visam acompanhar a operação da instalação, sistema ou equipamento por monitoramento, medições ou controle estatístico para tentar prever ou prever a proximidade da ocorrência de uma falha. Incluem-se como manutenção preditiva as tarefas de ferrografia, termografia, análise de óleo lubrificante, monitoramento de vibração, dentre outras. A intervenção efetuada em decorrência do conhecimento do estado operacional, obtido através de manutenção preditiva, denomina-se Manutenção Preventiva sob Condição.

Descrevem-se a seguir as principais atividades de manutenção da unidade.

Operações de Limpeza de Tanques:

Os tanques de armazenagem de óleo do FPSO são lavados periodicamente através do processo de *Crude Oil Washing* (COW), que consiste na limpeza com jatos do próprio óleo produzido, realizada por máquinas hidráulicas instaladas no interior dos tanques. Para que sejam inspecionados periodicamente, os tanques exigem lavagem prévia com água e vapor. Ao final da lavagem, a água utilizada é tratada no sistema de tratamento de água produzida, conforme já descrito anteriormente.

Operações de limpeza das linhas de produção:

Durante o processo de escoamento do óleo através das linhas de produção dos poços, as baixas temperaturas propiciam a formação de depósitos de parafina nas suas paredes internas. Para remoção destes depósitos são usados *pigs* de limpeza, que são lançados a partir do FPSO através da linha de injeção de gás *lift* de cada poço, sendo impulsionado pelo gás ou por diesel até a árvore de natal. O retorno do *pig* através da linha de produção promove a remoção dos depósitos de parafina trazendo-os até o receptor de *pig* do FPSO. A parafina recolhida é tratada como borra oleosa e acondicionada em tambores para desembarque

Proteção Anticorrosiva:

No FPSO Cidade de Vitória todas as estruturas metálicas acima da linha d'água são regularmente pintadas com tintas anticorrosivas. Todas as embalagens e resíduos provenientes de tinta e utilização de solvente serão acondicionadas em *containers* ou caçambas e desembarcados na costa para descarte conforme o Plano Diretor de Resíduos da UN-ES. As partes submersas do casco são pintadas com tintas anticorrosivas antes da instalação e possuem proteção passiva por corrente impressa. Após a instalação as estruturas metálicas são ininterruptamente monitoradas. Não é prevista a remoção das incrustações anexadas ao casco, nem se cogita o uso de biocidas ou protetores anti-incrustação.

Limpeza de Filtros:

A limpeza dos filtros dos equipamentos e demais itens é realizada sobre bandejas de respingo e o resíduo oleoso é estornado para a rede de drenagem dos tanques de *slop*. O material utilizado é acondicionado e enviado à costa para ser tratado conforme o Manual de Gerenciamento Resíduos (MGR).

Pequenas quantidades de produtos utilizados no processo de manutenção como, por exemplo: óleos, graxas, solventes, fluidos limpantes, etc estão estocados na embarcação para os fins operacionais cotidianos. Sua utilização envolverá de um modo geral quantidades limitadas de cada produto, por pessoal bem experimentado sob condições controladas.

Sistemas de medição e monitoramento e sistemas de proteção ambiental que equipam a unidade de produção

O Sistema de Segurança reconhece que cada uma das áreas funcionais da embarcação possui determinadas exigências de monitoramento, controle e medições processuais para garantir condições operacionais de segurança. Estas exigências são asseguradas pelos seguintes sistemas de controle e monitoramento:

- Sistema de Controle de Processo (*Process Control System - PCS*);
- Sistema de Parada de Emergência (*Emergency Shutdown System - ESD*);
- Sistema de Incêndio e Gás (*Fire and Gas System - FGS*);
- Sistema de Medição de Transferência de Custódia;
- Sistemas de Proteção dos Pacotes.

Estes sistemas são responsáveis pelo controle e segurança das seguintes operações:

- Monitoramento e controle de emergências;

- Monitoramento e controle do sistema de separação e aquecimento dos fluidos produzidos (óleo, gás e água);
- Controle dos compressores de gás;
- Controle da unidade de desidratação de gás;
- Controle do tratamento da água produzida;
- Controle da unidade de injeção de água;
- Controle do sistema de queimador de gás;
- Controle dos sistemas de utilidades (ar comprimido para instrumentação, fluido hidráulico para acionamento dos equipamentos submarinos, sistemas de água de aquecimento e água de resfriamento);
- Monitoramento e parada dos turbogeradores;
- Monitoramento e controle dos sistemas da embarcação, através do sistema de controle de processo;
- Monitoramento e controle dos tanques de carga (óleo produzido);
- Monitoramento e controle do sistema de lastro;
- Controle e parada do sistema *offloading*;
- Segurança e controle das caldeiras;
- Monitoramento dos equipamentos submarinos;
- Monitoramento e controle das válvulas de segurança, das linhas de produção e gás *lift* dos poços e da linha de exportação de gás.

Estas áreas são interconectadas permitindo o monitoramento por um ou mais dos sistemas acima descritos. Sob condições de emergência, o isolamento de hidrocarbonetos na embarcação e entre cada uma das áreas de processo é iniciado pelo sistema ESD, que provoca a parada do processo e atuação das válvulas de fechamento (SDV) e do sistema de alívio de emergência (BDV).

O FPSO Cidade de Vitória é equipado ainda com sistemas de monitoramento e controle que buscam impedir a contaminação ou a agressão do meio ambiente provocada pela descarga de efluentes contaminados com óleo e graxas.

O mangote de *offloading* é equipado em ambas as extremidades com válvulas automáticas que só podem ser abertas para permitir o fluxo depois de estarem corretamente conectadas aos flanges fixos correspondentes, localizados

um em cada navio. Um acoplamento de desengate rápido de alta confiabilidade é instalado em uma das extremidades do mangote para permitir a sua rápida liberação em caso de emergência. Caso o cabo de amarração venha a se romper e o mangote seja tracionado, a ruptura se dará no acoplamento de segurança, onde as válvulas se fecharão imediatamente, evitando que o óleo existente no interior do mangote vazze para o mar.

Para assegurar que quaisquer problemas eventuais sejam prontamente identificados interrompendo-se a transferência de petróleo, a operação é acompanhada permanentemente por uma pessoa no convés de cada navio.

Os efluentes do sistema de tratamento de água produzida e a água proveniente dos tanques de *slop* do navio são monitorados antes de serem descartados, garantindo assim, uma concentração máxima de 20 ppm de óleos e graxas. As correntes de água produzida são direcionadas para um resfriador (água produzida/água de resfriamento 560AHB001A/B), de forma a atingir a temperatura máxima de descarte de 40°C. Tanto o teor de óleo e graxas presentes na água, quanto a temperatura, são monitorados continuamente na sala de controle do FPSO por instrumentos instalados em linha. Antes que atinjam os valores máximos acima citados, estes instrumentos disparam alarmes na sala de controle para que as ações de correção sejam tomadas a tempo. No caso de se atingir um dos valores limite pré-estabelecidos, será efetuado o fechamento da válvula na linha de descarte interrompendo o lançamento e redirecionando o fluxo para um novo tratamento via tanques de *slop*. Estes parâmetros serão registrados e informados diariamente à base de operações e comporão parte da base de dados do FPSO Cidade de Vitória.

No que diz respeito às condições ambientais, o FPSO Cidade de Vitória dispõe de anemômetro e de um sistema de monitoramento da tensão em cada uma das suas linhas de ancoragem. Estas informações são disponibilizadas na sala de controle e são monitoradas em tempo integral.

A embarcação possui ainda um Sistema de Telemetria para Monitoramento de *Offloading* (OMTS) que é responsável pela integração dos dados adquiridos no FPSO Cidade de Vitória e no navio aliviador. Sinais lógicos são transferidos via rádio durante o sistema de *offloading* de modo a permitir uma operação segura. Ele inclui, entre outras, medições de vazão, pressão e temperatura. Um enlace

digital via rádio deve ser utilizado entre as embarcações. A unidade remota instalada no navio aliviador está diretamente interligada ao CIS. Esse sistema, entre outras finalidades visa detectar diferenças de vazão, pressão ou temperatura entre as extremidades do mangote de transferência que possam indicar vazamentos de óleo.

Da mesma forma a embarcação irá contar com um Sistema de Monitoração de Vazamento por Visão Infra-Vermelho (CFTVIR), que corresponde a um circuito de TV com visão infravermelha a ser instalado no FPSO com visão plena da área percorrida pelo mangote de transferência de forma a permitir monitoração dia e noite de possíveis derrames de óleo no mar.

Sistema de geração de energia e sistema de emergência, destacando os subsistemas atendidos

O sistema de geração principal tem por objetivo fornecer energia elétrica para o acionamento dos equipamentos de processo e utilidades, dividindo-se em três partes distintas, conforme a seguir:

- Sistema principal, composto de:
 - 01 gerador, potência 11.000 kW, acionado por turbina a vapor, instalado na Praça de Máquinas;
 - 03 geradores, potência 10.300 kW cada, acionados por turbina a gás, *dual fuel*, instalados no *deck* de produção;
- Sistema essencial, composto de:
 - 02 geradores reserva, potência 1.800 kW cada, acionados por turbina a vapor, instalados na Praça de Máquinas;
 - 01 gerador de cargas essenciais, potência 3.000 kW, acionado por motor diesel, instalado na Praça de Máquinas;
- Sistema de emergência composto de:
 - 01 gerador de emergência, potência 870 kW, acionado por motor diesel, instalado na sala do gerador de emergência no *deck* principal.

Em situações de emergência ou de anormalidades operacionais no sistema, em que a geração principal saia de operação, entra automaticamente em operação o gerador de emergência que é instalado em área segura em compartimento especial com sistema de ventilação dedicada. Os equipamentos essenciais, conforme relação a seguir, são supridos pelo gerador de emergência nas situações em que os geradores principais estiverem fora de operação:

- Circuito de iluminação de emergência;
- Sistema de energia ininterrupta (UPS) para controle e segurança do processo e embarcação;
- Motor de partida dos geradores principais.

As rotas de fuga e os postos de abandono são dotados de luminárias autônomas.

Sistema de coleta, tratamento e descarte de fluidos

O sistema de drenagem do FPSO Cidade de Vitória destina-se a coletar e tratar adequadamente todos os hidrocarbonetos líquidos resultantes de operações de drenagem no FPSO.

O sistema de drenagem do convés tem por objetivo atender a todos os equipamentos localizados na estrutura do convés, os quais estão montados sobre estruturas de suporte com bandejas (*skids*), que por sua vez estão montadas sobre estruturas maiores (Módulos), também com bandejas. As bandejas dos equipamentos são dotadas de um ou mais ralos sifonados, dependendo da dimensão, que coletam respingos de óleo e água da chuva, direcionando-os para o coletor de drenagem ao longo do convés. Deste coletor, o líquido é conduzido para os tanques de coleta de dreno e água produzida (*slops*), que fazem parte do sistema de tratamento de água produzida, já descrito no subitem J-2 deste documento.

As bandejas dos Módulos também possuem um ou mais ralos, porém devido às grandes dimensões das bandejas, estes ralos possuem um dispositivo de transbordo para, em caso de atuação do sistema de combate a incêndio por dilúvio, direcionar o excesso de água para o mar.

Eventuais vazamentos de óleo e a água de lavagem do convés principal são contidos pelo dique (trincanizes) existente em toda sua extensão e direcionados também para o tanque de drenagem em decorrência da inclinação da embarcação (constantemente derrabada). A drenagem do laboratório é enviada para uma rede de pequeno porte direcionada para a tancagem de *slop*.

Efluentes oleosos coletados nas diversas operações do FPSO são injetados na corrente de óleo produzido, onde são tratados e encaminhados para os tanques, não representando um rejeito do processo.

A unidade de tratamento de esgotos sanitários do FPSO Cidade de Vitória é projetada de acordo com os requisitos IMO/MARPOL possuindo três compartimentos do tipo biológicos, além de provisão para descarga de efluente através de uma conexão padrão internacional (*international shore connection*), que é localizada no convés principal a 27,35 m acima da linha de base. Esta unidade de tratamento é constituída dos seguintes elementos:

- Compartimento de aeração;
- Compartimento de sedimentação;
- Compartimento de desinfecção;
- Sopradores de ar (ventiladores);
- Bombas de descarga de efluentes;
- Unidade de cloração e
- Painel de controle.

Os demais efluentes domésticos do FPSO Cidade de Vitória recebem destinações distintas, conforme se segue:

- Efluentes de Cozinha: Descarregado diretamente ao mar. Possui alternativa de ser direcionado à unidade de tratamento de esgotos.
- Efluentes de Enfermaria: unidade de tratamento de esgotos sanitários.

Unidades de lançamento de linhas e dutos

As embarcações de lançamento de linhas que poderão atuar na fase de instalação do Projeto Golfinho Módulo II são do tipo LSV (*Laying Support Vessel*), sendo as mesmas identificadas a seguir:

- LSV Lochnagar;
- LSV Seaway Condor;
- LSV Sunrise;
- LSV Kommandor 3000;
- LSV Pertinácia.

O descritivo das embarcações LSV's Lochnagar, Seaway Condor, Sunrise e Kommandor 3000, citadas acima, não foi incluindo neste documento pois as mesmas encontram-se contempladas no âmbito dos Projetos Continuados da UN-BC, Processo IBAMA 02022.008099/02-18.

A embarcação LSV Pertinácia tem previsão de chegada no Brasil ao final de 2006. Esta embarcação será incluída nos projetos continuados, e sua utilização neste empreendimento está condicionada a esta inclusão.

A embarcação de lançamento da linha de coleta rígida de Canapu será o navio Skandi Navica. Apresentam-se neste item, as principais informações sobre os sistemas de segurança e de proteção ambiental desta embarcação. Os certificados e registros legais desta embarcação encontram-se no Anexo II.2-9.

Navio Skandi Navica

Sistema de Posicionamento

A embarcação opera com sistema de posicionamento dinâmico (Kongsberg Simrad), possuindo os seguintes sistemas de referência permanentemente instalados: 1 sistema acústico HIPAD USBL, 1 sistema Tautwire LTW Mk.7 e dois aparelhos DGPS. O sistema permite ainda operação com robôs submarinos – ROV e lançamento e recuperação de linhas rígidas.

Sistema de Manutenção

O controle de manutenção de todos os equipamentos de bordo (propulsão, geração elétrica, salvatagem, segurança etc.) é gerenciado por um sistema eletrônico de manutenção preventiva – TM MASTER (para os equipamentos marítimos) e SAP (para os pertencentes a planta de lançamento) que indicam pendências, históricos, validades, sobressalentes, além de outros dados fundamentais para o processo. Todo este gerenciamento de bordo é acompanhado pelos responsáveis em terra, na base da empresa.

Sistema de Medição e Monitoramento

O monitoramento e controle dos motores e unidades geradoras de energia é feito pelo Sistema de Controle Simrad a bordo. O sistema Simrad PMS supervisiona os motores e fornece um aviso prévio se algum problema acontecer. O PMS também garante que a distribuição e o consumo de energia se dêem de maneira homogênea, prevenindo assim sobrecarga em qualquer gerador. A embarcação Scandi Navica segue as diretrizes da IMO no que diz respeito às normas de saúde e análise de riscos ambientais. O sistema de monitoramento dos resíduos gerados a bordo é consolidado mensalmente pelo Departamento HSEQ.

Sistema de Geração de Energia de Emergência

Um sistema diesel gerador Volvo penta / Siemems de 460 KVA, 690 V que alimenta os bancos de baterias, está disposto na embarcação para suprimento reserva de energia às iluminações de emergência, sistema de alarmes da praça de máquinas, sistema de governo dos motores principais etc. A embarcação tem instalado unidades de suprimento ininterrupto de energia – UPS, que atende ao sistema de posicionamento dinâmico da embarcação. Havendo falha de suprimento principal 220 V AC, o inversor é automaticamente acionado,

fornecendo energia do banco de baterias, com capacidade de manutenção do sistema UPS durante aproximados trinta minutos.

Sistema de Tratamento de Efluentes - Esgotos e Águas Residuais

O sistema de tratamento de efluentes da embarcação é composto por tanques de sedimentação – com $1 \times 6 \text{ m}^3$ (*holding tank*) e 115 m^3 . A água residual é descartada no mar, obedecendo aos requisitos da Convenção MARPOL – Anexo IV. Durante os períodos de atracação, todo o efluente fica acondicionado nos tanques de sedimentação e é retirado de bordo pela facilidade portuária, sempre que necessário.

Sistema de Tratamento de Efluentes e Drenagem de Águas Pluviais

A água de chuva captada no convés da embarcação é drenada para os embornais existentes e escorrem para o costado.

Sistema de Geração de Tratamento de Efluentes – Águas Oleosas

O sistema de drenagem de óleo recolhe os líquidos provenientes dos drenos dos motores e das bandejas de contenção, localizados em diversos pontos da embarcação, e os encaminha para os tanques de armazenamento de óleo sujo (*waste oil tank* – 20.3 m^3). As águas oleosas provenientes dos pocetos da praça de máquinas são coletadas pelo sistema de drenagem da embarcação e encaminhadas para o tanque de esgoto (*bilge tank*) ou para o separador de água e óleo de 15 ppm. Este equipamento está de acordo com as regras internacionais (Certificado IOPP). O óleo residual é transferido para um tanque de borra (*sludge tank*), sendo posteriormente incinerado ou descarregado para uma instalação de apoio, via offshore ou durante a estadia no porto.

Caracterização e Disposição de Resíduos Sólidos

O gerenciamento de resíduos sólidos de bordo segue as recomendações da Convenção MARPOL – Anexo V, descrevendo todo o processo de coleta seletiva, identificação dos materiais, armazenamento adequado e destinação final a bordo (incineração consciente do material não reciclável, em incinerador apropriado, buscando reduzir a quantidade de lixo armazenada que não necessite reciclagem) ou em terra, para as facilidades portuárias.

A embarcação possui um incinerador homologado pela Sociedade Classificadora, atendendo aos requisitos internacionais de operação e controle.

De maneira a reduzir o volume gerado e aumentar a autonomia da embarcação quanto ao armazenamento dos resíduos sólidos, todo resíduo de papel e plástico é compactado e enviado para reciclagem.

Os resíduos são armazenados em locais específicos e coletores adequados para esta finalidade.

Sistema de Segurança e Salvatagem

O sistema de salvatagem e segurança de bordo segue todas as determinações internacionais (Convenção SOLAS), onde inspeções e verificações periódicas são realizadas e arquivadas a bordo. Além disto, reuniões de Segurança com representantes de todos os Departamentos de bordo são realizadas mensalmente, buscando a melhoria contínua do processo no que diz respeito à Qualidade, Saúde, Segurança e Meio Ambiente.

O programa de manutenção preventiva de bordo – TM MASTER controla todos os históricos referentes a tais inspeções e data de validade de equipamentos ou testes.

A embarcação dispõe de ferramentas de suporte a gestão de segurança que visam, principalmente a prevenção de acidentes.

Todos os funcionários da empresa, embarcados ou em terra, são contemplados no programa corporativo de treinamento em Segurança, Saúde e Meio Ambiente.

Todos os equipamentos de salvatagem e segurança a bordo estão indicados no Plano de Segurança da embarcação.

Sistema de Incêndio

O sistema de combate a incêndio segue todos os requisitos específicos da Convenção SOLAS, como por exemplo: sistemas de detecção e alarme, saídas de emergência, rotas de fuga, exercícios de combate a incêndio, manuais de treinamento etc. Todos os equipamentos de combate a incêndio estão identificados no Plano de Segurança da embarcação.

Os compartimentos da Praça de Máquinas estão protegidos por sistema fixo de CO₂, o heliponto é protegido por um sistema de combate a incêndio (espuma e CO₂). Um sistema Central de Alarme de Incêndio, monitora os compartimentos críticos e notifica o Passadiço sobre a exata localização de um incêndio a bordo. Um total de 8 conjuntos de respiradores autônomos é mantido a bordo, bem como roupas de proteção química.

M) *Perspectivas e planos de expansão da produção, incluindo a possibilidade da perfuração de novos poços produtores e/ou injetores, o comissionamento de novas unidades de produção e/ou o lançamento de novas linhas de escoamento ou transferência.*

Até o momento da elaboração do presente estudo, não há novos planos ou perspectivas de expansão envolvendo novos projetos.

N) *identificação e descrição sucinta da infra-estrutura de apoio a ser utilizada, descrevendo-se a operação de barcos de apoio, caracterizando o terminal portuário de apoio marítimo, a localização dos centros administrativos, as áreas de armazenamento de matérias primas e equipamentos, a área para o armazenamento temporário de resíduos e as instalações de abastecimento de combustíveis e água. Informar o terminal aéreo a ser utilizado para o embarque e desembarque dos*

trabalhadores. deverão ser apresentadas as licenças ambientais de ambos os terminais (LO) emitidas pelo órgão ambiental competente.

N.1) Operação de barcos de apoio, caracterizando o terminal portuário de apoio marítimo

As atividades de *supply* para o FPSO Cidade de Vitória e para as demais embarcações que atuarão no lançamento dos dutos e linhas de escoamento do Projeto Golfinho envolvem o fornecimento de todos os insumos e matérias primas necessárias ao desenvolvimento das atividades operacionais nas embarcações, bem como daquelas atividades voltadas ao suporte logístico da unidade.

Estes insumos e matérias primas envolvem desde produtos alimentícios até óleo diesel e produtos químicos, sendo todos transportados até a unidade através de barcos de apoio conhecidos como rebocadores. A Figura II.2.4-15, a seguir, a título de ilustração, apresenta a operação destes rebocadores junto a um FPSO.



Figura II.2.4-15 - Ilustração de um barco de apoio junto a um FPSO

O terminal portuário contratado como apoio marítimo às atividades *offshore*

é o terminal da CPVV (Companhia Portuária de Vila Velha), localizado na cidade de Vila Velha-ES, junto a Baía de Vitória, que atualmente se encontra habilitado e licenciado ambientalmente para este tipo de operação. As Figuras II.2.4-16, II.2.4-17 e II.2.4-18 a seguir, apresentam este terminal.



Figura II.2.4-16 - Em primeiro plano, vista aérea do Terminal da CPVV



Figuras II.2.4-17 e II.2.4-18 - Píer para rebocadores da CPVV

A periodicidade de viagens dos barcos de apoio à unidade de produção é estimada em 01 viagem semanal.

A unidade FPSO Cidade de Vitória deverá ser dotada de dois guindastes no deck principal, com capacidade de 15 e 20 toneladas, que serão utilizados para

movimentação de cargas transportadas pelas embarcações de apoio.

N.2) Localização dos centros administrativos

O centro administrativo responsável pelo gerenciamento da unidade FPSO durante a produção no Campo de Golfinho (Modulo II) será a Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Espírito Santo (UN-ES), localizada na cidade de Vitória/ES.

N.3) Serviços contratados

Para a condução da produção no Campo de Golfinho (Modulo II) será contratada uma empresa para operar a unidade de produção, que poderá ser ou não, a própria empresa proprietária da unidade afretada FPSO Cidade de Vitória. Serão contratadas também outras empresas para as atividades de *supply*, para o transporte aéreo de pessoal até a unidade, dentre outras. Também será contratada uma empresa para recebimento e disposição final de resíduos em área terrestre.

N.4) Mão-de-obra prevista no Projeto Golfinho Modulo II

Estima-se como mão-de-obra na unidade FPSO Cidade de Vitória, visando o desenvolvimento das atividades de produção e manutenção, bem como do gerenciamento da unidade, um total de 90 pessoas permanentemente embarcadas, todas contratadas diretamente pela empresa que opera a embarcação, além de um técnico da Petrobras encarregado da fiscalização do contrato de afretamento da unidade e das atividades ali desenvolvidas e um auxiliar.

Deve ser ressaltado que o total de funcionários envolvidos na operação do FPSO Cidade de Vitória deve ser no mínimo multiplicado por 2, uma vez que o sistema de trabalho consiste em regime de embarque no qual enquanto uma equipe se encontra embarcada uma outra equipe equivalente se encontra em regime de folga. Tal situação totalizará 184 postos de trabalho diretamente

vinculados à unidade de produção. Ressalta-se, contudo, que estes números, embora correspondam a uma média para o tipo da embarcação que irá atuar em Golfinho, representa uma estimativa, devendo ser posteriormente confirmada pela Petrobras junto à CGPEG/IBAMA.

Eventualmente, também embarcarão na unidade especialistas das diversas áreas técnicas para prestar assistência ao processo produtivo, como escolha de produtos químicos mais adequados às características do petróleo, instalação dos equipamentos de telecomunicações, auditorias do sistema de medição, instalação de equipamentos submarinos, calibração de instrumentos de medição de pressão no poço, dentre outros. Este contingente encontra-se estimado em 10 postos de trabalho.

Com relação à mão de obra envolvida exclusivamente com o empreendimento Golfinho deve-se adicionar os atuais 60 funcionários lotados no Ativo de Produção de Golfinho, além de aproximadamente 10 funcionários do Ativo de Suporte Operacional, totalizando 70 pessoas diretamente empregadas na UN-ES, em sua maioria funcionários da empresa, os quais exercem as mais diferentes atividades, onde se destacam os estudos de geologia e engenharia do reservatório, o planejamento, desenvolvimento e controle da produção, a logística terrestre de suporte ao empreendimento, as compras para o empreendimento Golfinho, os estudos de elevação e escoamento de óleo, as operações de intervenção em poços, as questões de meio ambiente e segurança da atividade, além do corpo gerencial do Ativo de Produção de Golfinho. Além destes postos de trabalho podem ser relacionados aproximadamente 20 outros, referentes ao pessoal de outras unidades da empresa, a exemplo do CENPES, da UN-EXP, dentre outros.

Desta forma, o Projeto Golfinho estará gerando um total de 90 postos de trabalho em suas atividades técnicas de escritório, sendo uma parte considerada como novos postos de trabalho e outra parte garantindo os postos de trabalho já existentes na empresa.

Todavia, o Projeto Golfinho irá demandar ainda, em sua fase de implantação, tanto em terra como em mar, um adicional de postos de trabalho referentes aos serviços de lançamento do sistema de produção. A Tabela II.2.4-16 apresenta uma estimativa quantitativa dos postos de trabalho para esta fase

de implantação.

Tabela II.2.4-16 - Estimativa de postos de trabalho na Fase de Implantação

| Tipo de Atividade | Nº. de Postos de Trabalho |
|---|---------------------------|
| Atividades nas embarcações de lançamento do sistema de produção marítimo | 384 |
| Atividades nas embarcações de lançamento das linhas flexíveis marítimas | 180 |
| Atividades nas embarcações de lançamento da linha de coleta de Canapu (trecho rígido) | 180 |

De forma consolidada, a Tabela II.2.4-17 apresenta as estimativas do quantitativo da mão de obra a ser absorvida diretamente pelo Projeto Golfinho Modulo II, considerando-se suas fases de implantação e produção.

Tabela II.2.4-17 - Total de postos de trabalho por fase do projeto

| Postos de trabalho a serem gerados pelo Projeto Golfinho Modulo II | |
|--|---------------------------|
| Fase do Empreendimento | Nº. de Postos de Trabalho |
| Fase de Instalação | 744 |
| Fase de Produção | |
| Unidade de Produção (FPSO) | 184 |
| Assistência ao FPSO | 10 |
| Ativo de Produção Golfinho | 60 |
| Suporte Operacional | 10 |
| CENPES e UN-EXP | 20 |
| TOTAL DA FASE DE PRODUÇÃO | 284 |

N.5) Áreas de armazenamento de matérias primas e equipamentos

Os equipamentos da unidade de produção são armazenados na própria unidade, que possui mão de obra especializada para realização de

manutenções e reparos de diversos equipamentos, quando necessário.

Os principais insumos utilizados na unidade referem-se ao óleo diesel e gás natural, utilizados inclusive como matéria prima na geração de energia e no funcionamento de motores. Além destes, podem ser destacados a água (potável e industrial), a alimentação para a tripulação embarcada e os produtos químicos utilizados no processo.

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

Água

A unidade, quando do início de sua operação no Campo de Golfinho, irá possuir 3 dessalinizadores (tipo dessalinizador a vácuo) instalados, sendo dois deles com capacidade de produzir 45 m³ de água por dia, e o terceiro com capacidade de 50 m³ de água por dia, o que é suficiente para suprir as necessidades de todas as operações realizadas na unidade, não demandando a importação de água do continente, via rebocadores, para uso nas atividades industriais. Somente a água para consumo humano é proveniente do continente.

Alimentos

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

Produtos Químicos

Esses produtos demandam um uso contínuo na unidade, e referem-se principalmente a produtos inibidores de corrosão, utilizados tanto na unidade como nos dutos da coluna de produção.

Óleo Diesel

Fornecimento: o óleo diesel consumido nos equipamentos da unidade será proveniente do continente, sendo transportado pelos rebocadores que irão atender ao FPSO Cidade de Vitória. O óleo será transferido da tancagem existente no Píer da CPVV para o tanque dos rebocadores, que levarão o produto até a unidade, sendo então bombeado para os tanques da mesma, utilizando mangotes flexíveis na transferência.

Propriedades Físico-químicas: o óleo diesel é uma mistura de hidrocarbonetos na faixa de 12 a 20 átomos de carbono, odor característico, mais leve que a água e volátil. O produto contém quantidade variável de aditivos e enxofre em sua composição. A Tabela II.2.4-18, a seguir, apresenta as principais características.

Tabela II.2.4-18 - Principais Características do Óleo Diesel

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

Toxicologia: a composição variada do óleo diesel não permite definir perfeitamente seus efeitos tóxicos. O principal efeito da exposição a altas concentrações nas vias respiratórias é a depressão do sistema nervoso central. Alguns aditivos utilizados podem causar irritação nos olhos ao contato com o produto. A ingestão causa irritação no estômago, tendo como sintomas náuseas e vômitos. Concentrações altas de vapores podem ser asfixiantes e

causar dor de cabeça e sonolência.

Riscos: os principais riscos do óleo diesel referem-se a incêndios e contaminação de águas. Dependendo da composição, o produto pode ser inflamável. Em caso de incêndio, deve-se combater o fogo com espuma ou pó químico, resfriando com neblina d'água os tanques existentes na área atingida. Em caso de vazamento do produto, não deve ser utilizada a água atingida pelo produto.

Condições de estocagem e manuseio: o óleo diesel será recebido na unidade FPSO Cidade de Vitória através de embarcações de apoio, utilizando-se bombeamento com mangotes até as unidades, onde será transportado por tubulação metálica e estocado em tanques apropriados. Todo manuseio deste insumo é realizado por dutos e bombas, evitando-se o contato humano.

Gás Natural

Composição: o gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos, encontrado em formações porosas do subsolo, freqüentemente associado ao petróleo bruto. O principal componente do gás natural é o metano (CH_4), tendo como componentes secundários outros hidrocarbonetos mais pesados, como o etano (C_2H_6), o propano (C_3H_8) e os butanos (n C_4H_{10} e i. C_4H_{10}) que podem ser separados, vindo a formar o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP). Ainda podem comparecer na estrutura do gás natural os pentanos e até alguns hexanos que irão fazer parte da gasolina natural. Quantidades muito pequenas de não hidrocarbonetos costumam estar presentes, como hidrogênio, dióxido de carbono, sulfeto de nitrogênio e hélio.

Toxicidade: o gás natural pode ser venenoso se inalado ou absorvido pela pele, e seus vapores podem provocar tonturas ou sufocação. O contato com a pele pode causar lesões por congelamento. O fogo pode ocasionar a emissão de gases irritantes ou venenosos.

Riscos: os principais riscos referentes ao gás natural relacionam-se a incêndios, uma vez que o gás é inflamável na presença de fonte de ignição, e explosões, em caso de vazamentos para ambientes confinados e havendo fonte de ignição, a rápida liberação de energia causará explosão. Finalmente existe ainda o risco ambiental, uma vez que o vazamento contaminará a atmosfera com hidrocarbonetos.

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

Querosene

Propriedades Físico/Químicas: o querosene é uma mistura de hidrocarbonetos alifáticos, olefínicos e aromáticos. Os principais componentes do querosene são alcanos com 10 a 16 átomos de carbono. É um líquido não viscoso, com odor característico e cor variando de amarelo pálido a transparente. Suas propriedades médias são apresentadas na Tabela II.2.4-19, a seguir.

Tabela II.2.4-19 - Propriedades Médias do Querosene

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

Toxicologia: a inalação de vapores de querosene pode causar dor de cabeça, sonolência, irritação dos olhos e das vias respiratórias. Em altas concentrações aumenta a frequência cardíaca, causa tosse, edema pulmonar e distúrbios cardíacos e neurológicos.

Riscos: Incêndio quando exposto ao calor e chamas, podendo ainda reagir com oxidantes fortes, tornando-se combustível. Combate-se com espuma, pó ou água sob a forma de neblina. Apresenta também risco de contaminação ambiental, e em caso de vazamento não utilizar água contaminada pelo mesmo.

Álcool Etilico (Etanol)

Propriedades Físico/Químicas: o etanol é um líquido incolor, volátil, com odor característico. É solúvel em água, álcool e outros solventes como éter etílico, clorofórmio e acetona. Suas propriedades médias são apresentadas na Tabela II.2.4-20, a seguir.

Tabela II.2.4-20 - Propriedades Médias do Álcool Etílico (Etanol)

| Parâmetros | Valores |
|------------------------------------|----------------|
| Densidade | 0,7893 a 20 °C |
| Densidade de Vapor (AR=1) | 1,59 |
| Ponto de Ebulição | 78,4 °C |
| Ponto de Fulgor (Vaso Fechado) | 12,2 °C |
| Ponto de Fulgor (Vaso Aberto) | 15,8 °C |
| Temperatura de auto-ignição | 371 °C |
| Limite Inferior de Inflamabilidade | 3,3 % |
| Limite Superior de Inflamabilidade | 19,0 % |

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

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

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

Silicone (Anti-Espumante)

Propriedades Físico/Químicas: líquido incolor, inodoro e de alta viscosidade, utilizado como anti-espumante, sendo conhecido quimicamente como di-metil polisiloxano. Suas propriedades médias são apresentadas na

Tabela II.2.4-21, a seguir.

Tabela II.2.4-21 - Propriedades Médias do Óleo de Silicone

| Parâmetros | Valores |
|--------------------|-----------------------------|
| Viscosidade | 12 500 CP |
| Densidade | 0,973 a 25 °C |
| Ponto de Fulgor | 300 °C |
| Pressão de Vapor | 0,01 min Hg \cong 200 °C |
| Tensão Superficial | 21,1 DINAS/cm \cong 25 °C |

Toxicologia: o produto é pouco reativo e não desprende vapores tóxicos, sendo apenas necessário evitar a ingestão e o contato com a pele e a mucosa.

Riscos: trata-se de produto pouco reativo, praticamente atóxico e não volátil.

Desemulsificante

Propriedades Físico/Químicas: mistura de poliésteres de alto peso molecular, solubilidade em solvente orgânico, especificamente desenvolvida para quebrar emulsões de água em óleo. É um líquido incolor âmbar translúcido, de odor alcoólico, de cor amarelo castanho. Suas propriedades médias são apresentadas na Tabela II.2.4-22, a seguir.

Tabela II.2.4-22 - Propriedades Médias do Desemulsificante

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

Toxicologia: inalação/ingestão pode causar tonturas a níveis altos; nos olhos, pode provocar dor e moderada irritação; na pele, desidrata e pode causar moderada irritação.

Riscos: incêndio, uma vez que se trata de produto inflamável. Em caso de pequeno incêndio, use pó químico ou CO₂. Em grande incêndio, use neblina d'água ou espuma. Apresenta risco ao meio ambiente. No caso de vazamento não utilizar a água contaminada e se o mesmo ocorrer em local confinado, deve-se evacuar o local, se possível, removendo o recipiente com vazamento para área ventilada e isolá-lo. Produto tóxico para peixes.

Biocida dispersante

Propriedades Físico/Químicas: o biocida dispersante é um produto a ser utilizado na injeção, cuja caracterização química é Cloreto de Alquil C₁₂-C₁₄ diMetil Benzeno Amônio, solução aquosa. Suas propriedades físico-químicas são apresentadas na Tabela II.2.4-23, a seguir.

Tabela II.2.4-23 - Propriedades físico-químicas do Biocida dispersante

| Parâmetros | Valores |
|-----------------------------|-----------------------------------|
| Temperatura de ebulição | cerca 100 °C |
| Ponto de inflamação | 160 - 170 °C |
| Temperatura de ignição | não determinado |
| Densidade | 0,98 g/cm ³ (25 °C) |
| valor pH | 6 - 7 (25 °C, 10 g/l) |
| Toxicidade oral aguda | DL50 500 - 2.000 mg/kg (Ratazana) |
| Efeito de irritação dérmica | corrosivo (Coelho) |
| Irritante aos olhos | corrosivo (Olho de Coelho) |

Toxicologia: nocivo por ingestão, provoca queimaduras. Tóxico para os organismos aquáticos, podendo causar efeitos nefastos a longo prazo no ambiente aquático.

Riscos: tirar imediatamente a roupa suja ou embebida. Em caso de contato com a pele, consultar médico imediatamente. Em caso de contato com os olhos, lavar profundamente com muita água e consultar um médico. Em caso de ingestão, solicitar aconselhamento médico imediatamente e apresentar embalagem ou etiqueta. Não provocar vômitos. Medidas de combate a incêndio adequadas: jato de água em névoa, espuma, dióxido de carbono e pó de extinção de fogo, utilizando equipamentos de proteção especiais no combate a incêndio e aparelho de proteção respiratória. Em caso de incêndio, os gases de combustão definidores de risco são: Monóxido de Carbono (CO), Gases nitrosos (NOx) e Cloreto de Hidrogênio (HCl).

Trietilenoglicol

Propriedades Físico/Químicas: o Trietilenoglicol é o produto a ser utilizado para a desidratação do gás. Suas propriedades físico-químicas são apresentadas na Tabela II.2.4-24 a seguir.

Tabela II.2.4-24 - Propriedades físico-químicas do Trietilenoglicol

| Parâmetros | Valores |
|--|-----------|
| Ponto de Ebulição (°C) a 101,325 kPa (760 mm Hg) | 287.4 |
| Densidade de Vapor (ar=1) | 5.2 |
| Densidade (água = 1) | 1.1254 |
| Solubilidade em Água (g/100g): | Completa |
| Produtos de decomposição térmica | CO ou CO2 |
| Ponto de auto ignição (°C) | 371 |

Toxicologia: produto classificado como não inflamável. Não foram observados efeitos sobre o meio ambiente.

Riscos: produto considerado irritante e não asfixiante e não corrosivo. Como efeitos tóxicos agudos o produto pode irritar os olhos, a pele (mínima) e o sistema respiratório. Ingestão pode causar náuseas e vômitos. No sistema respiratório e nos olhos é irritante. Sem efeitos sistêmicos. Em caso de inalação, remover para ambiente arejado e chamar o médico se o mal estar persistir. Em contato com a pele e mucosas, lavar com sabão e água e remover a roupa contaminada. Se ocorrer irritação, procurar atenção médica. Em contato com os olhos, lavar por 15 minutos e procurar atenção médica se irritação persistir. Em caso de ingestão, se a vítima estiver consciente dar dois copos d'água e induzir ao vômito e chamar o médico imediatamente. Em caso de incêndio utilizar extintores com dióxido de carbono ou pó químico seco.

Sequestrante de Oxigênio

Propriedades Físico/Químicas: o Sequestrante de Oxigênio a ser utilizado na água de injeção é elaborado a base de bissulfito de sódio e sais de cobalto. Suas propriedades físico-químicas são apresentadas na Tabela II.2.4-25, a seguir.

Tabela II.2.4-25 - Propriedades físico-químicas do Sequestrante de Oxigênio

| Parâmetros | Valores |
|----------------------|-------------------------|
| Ph | 5,30 |
| Ponto de ebulição | Superior a 100 °C |
| Densidade | 1,370 g/cm ³ |
| Solubilidade em água | Completa |

Toxicologia: reage com ácidos e água liberando gás tóxico (SO₂). Ao meio ambiente pode ter efeito poluidor se derramado em grandes volumes. Tem efeito corrosivo.

Riscos: produto prejudicial a saúde se ingerido ou inalado, podendo causar reação alérgica respiratória, irritação da pele, olhos e trato respiratório. Em caso de inalação pode causar irritação das vias respiratórias, devendo a vítima ser levada para local ventilado e solicitar atenção médica. Se não estiver respirando fornecer oxigênio. Em contato com a pele pode causar irritação, vermelhidão, coceira e dor, devendo retirar a roupa contaminada e lavar o local com bastante água. Em caso de contato com os olhos pode causar severa irritação com danos irreparáveis, vermelhidão, inchaço e até cegueira, devendo lavar imediatamente levantando as pálpebras e procurar imediata atenção médica. Em caso de ingestão induzir ao vômito imediatamente e solicitar socorro médico.

Quanto às áreas de armazenamento destes insumos e matérias primas, muitos serão de responsabilidade das empresas fornecedoras, que periodicamente irão disponibilizar os produtos no terminal da CPVV visando o atendimento às demandas da unidade. Outros insumos serão de responsabilidade da própria CPVV, que possui locais adequados para seu armazenamento, conforme ilustram as Figuras II.2.4-19, II.2.4-20, II.2.4-21 e II.2.4-22.



Figura II.2.4-19 - Galpão de armazenamento de insumos no interior da CPVV



Figura II.2.4-20 - Tancagens de armazenamento no interior da CPVV



Figura II.2.4-21 - Tancagens de armazenamento no interior da CPVV



Figura II.2.4-22 - Parque de tubos no CPVV

N.6) Área para o armazenamento temporário de resíduos

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

Após desembarcados, estes resíduos (bombonas plásticas, toalhas industriais, plásticos, baterias, lâmpadas, sucatas, resíduos ambulatoriais, etc) serão gerenciados pela empresa Vitória Ambiental, que os encaminha para as áreas de destinação de resíduos em terra.

Cada resíduo, em função de suas particularidades, terá um armazenamento ou disposição final específicos. Para isso serão utilizadas as estruturas já existentes nas instalações da empresa Vitória Ambiental, responsável pela operação de um aterro industrial na região da Grande Vitória, que coleta os resíduos na CPVV, removendo sua disposição final. A Figura II.2.4-23 mostra equipamentos da empresa Vitória Ambiental no interior da CPVV, enquanto a Figura II.2.4-24 apresenta as instalações da Vitória Ambiental, onde se observam o aterro industrial e outras instalações.



Figura II.2.4-23 - Contêiner para coleta de resíduos no interior da CPVV



Figura II.2.4-24 - Vista aérea da empresa Vitória Ambiental

A UN-ES possui um Plano Diretor de Resíduos para todos os resíduos gerados nas suas instalações, onde se encontram descritos os procedimentos e orientações a serem adotados para a classificação, coleta, armazenamento temporário, disposição final, quantificação e registro. Este Plano se encontra em anexo a este documento. Os resíduos a serem gerados durante as fases de

implantação e operação da porção terrestre do Projeto Golfinho Modulo II serão gerenciados com base neste Plano.

N.7) Instalações de abastecimento de combustíveis e água

Com relação às instalações de abastecimento de água para a unidade, a mesma será dotada de 3 dessalinizadores, o que permite que a unidade possa captar a água diretamente do mar, reduzindo de forma significativa o fornecimento de água doce a partir do continente. Estes dessalinizadores são do tipo destilador a vácuo e, em conjunto, possuem capacidade para tratamento de 140 m³/dia.

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

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

N.8) Terminal aéreo a ser utilizado para o embarque e desembarque dos trabalhadores

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

N.9) Licenças ambientais de ambos os terminais emitidas pelo órgão ambiental competente

Apresenta-se no Anexo II.2-10 as licenças ambientais da Companhia Portuária de Vila Velha (CPVV), e a licença ambiental do aeroporto Eurico Sales, de Vitória.

O) Procedimentos previstos de serem utilizados na desativação das unidades

Para a desativação do FPSO Cidade de Vitória e conseqüente encerramento de suas atividades, os procedimentos a serem adotados deverão garantir a completa desgaseificação e limpeza das linhas de produção, bem como do gasoduto de exportação, assegurando ausência de óleo nas mesmas ao final da operação de limpeza. Como resultado, pretende-se que seja evitada qualquer poluição ambiental, além de garantir a segurança da operação de *pull-out*.

A seguir são descritos os principais aspectos da operação de *pull-out* prevista para a retirada do FPSO Cidade de Vitória da locação, bem como o abandono permanente dos poços e linha rígida e a retirada das linhas flexíveis dos Campos de Golfinho e Canapu.

Unidade Estacionária de Produção

Ao término do contrato de afretamento do FPSO Cidade de Vitória, ou desativação da produção, será feita a sua remoção para outra locação, para o continente (estaleiro) ou, em casos especiais, para fora de jurisdição territorial brasileira. É prevista a desativação das instalações de sub-superfície e submarinas, bem como a desconexão da unidade.

Ancoragem e Dutos Submarinos

Todas as instalações submarinas, tais como linhas flexíveis, PLET's

(*Pipeline End Terminations*), ANM's (árvores de natal molhadas), *risers* e *flowlines* flexíveis serão limpas, removidas, inspecionadas, testadas e armazenadas em local apropriado para aplicação em outros projetos da Petrobras.

Os resíduos provenientes da limpeza (óleo e produtos químicos utilizados na limpeza) serão encaminhados para sua correta disposição final com base no Plano Diretor de Resíduos da UN- ES (Anexo II.2-8).

Tendo em vista a inviabilidade de seu recolhimento, o duto rígido do Campo de Canapu será abandonado no fundo do mar, devidamente limpo de substâncias tóxicas e/ou poluentes, ou tamponado em forma segura, garantindo que não haverá vazamento em qualquer condição.

As estacas torpedo, devido ao grau de penetração acentuado, não serão removidas, face os impactos negativos da sua remoção para o ambiente marinho.

Abandono de poços

O abandono definitivo de todos os poços no campo será realizado em consonância com o Regulamento Técnico de Abandono de Poços da ANP (Portaria ANP N° 25/02) e as Normas Técnicas da Petrobras.

Recuperação da área

A área ocupada pela instalação deverá, no período de operação, ser preservada, acompanhando-se os efeitos da produção sobre os meios físico e biótico através de monitoramento. Para a desmobilização deverão ser adotados procedimentos com base nos instrumentos legais e segundo as melhores práticas da indústria do petróleo, após o qual a área será devolvida à ANP.