

## 2.4. DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

O desenvolvimento do campo de Marlim Sul se dará em 4 módulos diferentes. O módulo 2, objeto do RAA encaminhado ao IBAMA, compreende a implantação de um sistema de produção auto-suficiente incluindo poços, estruturas submarinas, unidade estacionária de produção e um sistema submarino de escoamento da produção.

### A. Descrição Geral do Processo

O processo de produção de óleo e gás, a ser realizado pela PETROBRAS no módulo 2 do campo de Marlim Sul com perspectiva de operação em dezembro de 2007 até o ano de 2025, envolve uma unidade estacionária de produção do tipo semi-submersível, denominada P-51, e um sistema submarino composto por linhas de coleta e injeção (produção de óleo e gás, injeção de gás *lift*, injeção de água e umbilicais) e estruturas submarinas (árvores de natal – ANM). Inclui-se neste processo, o sistema de escoamento de óleo e de gás (linhas flexíveis e rígidas, além de estruturas submarinas), descrito em detalhes no item 2.4.4 deste Relatório.

Os fluidos oriundos do reservatório (mistura de frações oleosas, gasosas e aquosas) escoam através do sistema submarino diretamente para a unidade de produção P-51, que será ancorada numa lâmina d'água (LDA) de 1.255 metros e interligada a uma malha de 19 poços (10 de produção e 9 de injeção de água), sendo que sua capacidade total projetada é de 29 poços, sendo 18 produtores e 11 injetores de água.

O processamento primário da produção obedece aos critérios econômicos e ambientais, de modo a ser capaz de realizar basicamente os seguintes processos citados abaixo, os quais encontram-se descritos em detalhe ao longo deste item.

- Separação do óleo, do gás e da água.
- Tratamento dos hidrocarbonetos (óleo e gás)
  - Transferência do óleo através de:
    1. 1 oleoduto de 12" no trecho P-51/PRA-1;
    2. 1 oleoduto composto de 10" e de 12" no trecho P-51/P-38;
    3. 1 oleoduto de 10" no trecho P-51/FPSO-MLS.
  - Processamento do gás para suporte ao processo de produção (geração de energia e injeção de *gás lift*).
  - Transferência do gás excedente através de:

1. 1 gasoduto de 12" no trecho P-51/BRC (PLEM-01-BR);
2. 1 gasoduto de 12" no trecho P-51/P-40.

– Envio de pequena parte do gás para o sistema de *flare* da unidade de produção.

- Tratamento da água produzida para descarte apropriado.

O projeto de desenvolvimento do módulo 2 do campo de Marlim Sul prevê a utilização de técnicas especiais que visam o aumento da produção: injeção de gás à alta pressão (gás *lift*) na base da coluna de produção (através da linha que dá acesso ao anular desta) e injeção de água do mar (como fluido deslocante) no reservatório através de linhas ligadas aos poços injetores.

O fluxograma apresentado na Figura 2.4-1 ilustra uma visão geral do sistema de produção de óleo e gás do módulo 2 do campo de Marlim Sul. A partir desta figura, segue uma breve descrição dos sistemas de coleta/injeção e processamento da produção.

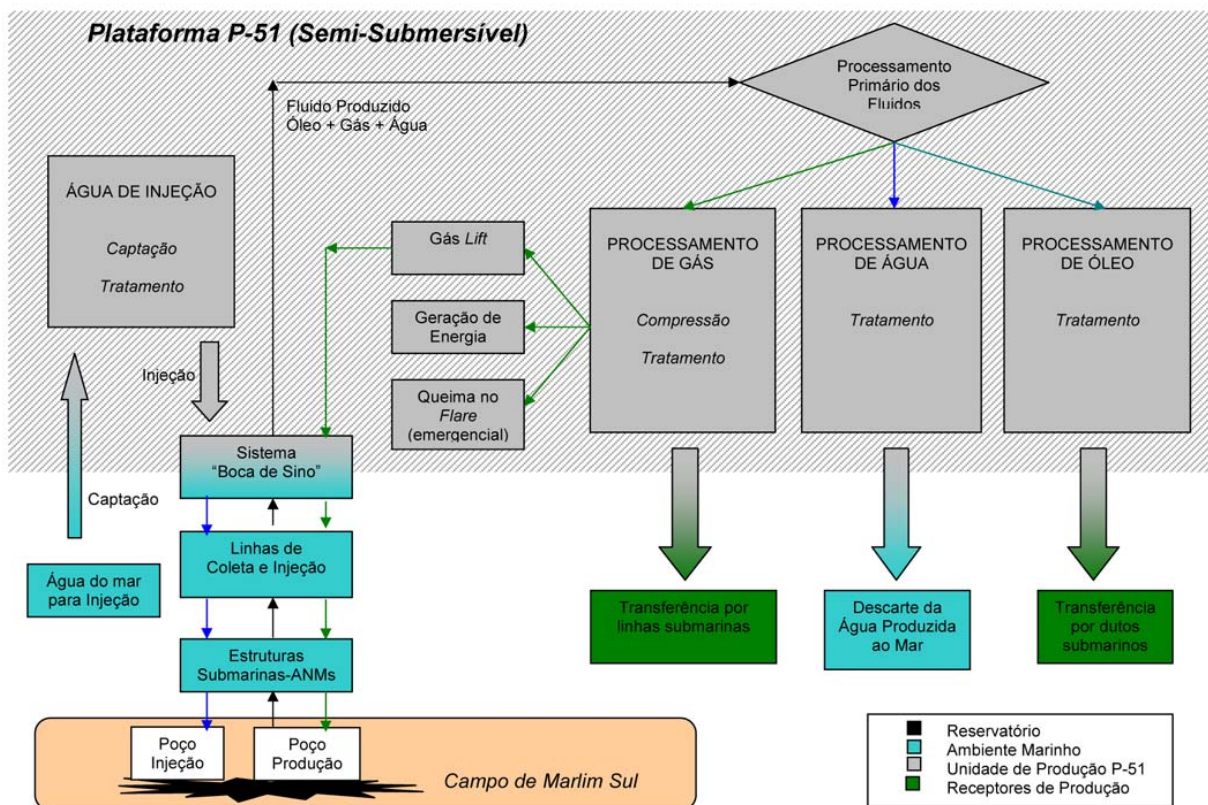


Figura 2.4-1. Fluxograma simplificado do sistema de produção do módulo 2 de Marlim Sul

## A.1. Sistema de Processamento da Produção

O processamento primário dos fluidos produzidos considerará as propriedades físico-químicas do fluido oriundo dos poços do campo de Marlim Sul, sendo capaz de promover a separação do óleo, gás e água, bem como o condicionamento e a compressão do gás, tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água produzida para descarte dentro dos parâmetros da legislação ambiental.

O fluxograma simplificado dos processos de produção de óleo, tratamento e compressão do gás e tratamento da água produzida é apresentado na Figura 2.4-2.

Figura 2.4-2. Fluxograma simplificado dos processos de produção da UEP P-51  
(Inserir em A3)

Figura 2.4-2. Fluxograma simplificado dos processos de produção da UEP P-51  
(Inserir em A3)

- **Processamento do Óleo**

O processamento de óleo será realizado através de 2 trens de produção (A/B), com capacidade de 28.617 m<sup>3</sup>/d (180.000 bpd) de óleo, constituídos de pré-aquecedores (de água produzida–óleo produzido e de óleo tratado–óleo produzido), aquecedor de óleo, separador de produção trifásico, tratador eletrostático e separador atmosférico, conforme pode ser observado no fluxograma simplificado da Figura 2.4-3.

Conforme pode ser verificado na mesma Figura, após saída do coletor (*header*), o óleo segue para o sistema de aquecimento de óleo, onde atinge a temperatura de separação de 120°C, de modo a permitir a separação de parte da água emulsionada e minimizar a formação de espuma na interface gás-óleo. O pré-aquecimento do óleo produzido será feito pela água produzida e pelo óleo tratado.

Do aquecedor, o óleo segue para o separador de 1º estágio (separador de produção do tipo trifásico), que opera com uma pressão de 980,7 kPa abs. O gás liberado no processo deverá ser alinhado para o sistema de compressão de gás.

O óleo proveniente do 1º estágio de separação será enviado ao tratador eletrostático, que opera a 980,7 kPa abs. O tratador deverá operar com uma eficiência tal que o BSW máximo de saída seja de 1,0 % e a concentração de sal na saída de 200 ptb (570 mg/l).

Do tratador eletrostático, o óleo será enviado para o pré-aquecedor de óleo tratado–óleo produzido (o-o), e daí o óleo segue para o separador atmosférico, o qual opera a 117,7 kPa abs. Deste separador, o óleo será enviado para os dutos de exportação através das bombas de transferência. O gás liberado no processo deverá ser alinhado para o sistema de compressão auxiliar (*booster*).

A planta de produção possui, ainda, um separador de teste precedido também por um aquecedor. Este separador, do tipo trifásico, é utilizado nas operações de abertura ou verificação de vazão de um poço específico. O óleo e a água oriundos deste vaso seguem para o separador de produção. O gás é direcionado às unidades de compressão de gás.



**Figura 2.4-3 Fluxograma simplificado da Planta de Processamento de Óleo A3**



**Figura 2.4-3 Fluxograma simplificado da Planta de Processamento de Óleo A3**

- **Processamento do Gás**

O gás associado ao óleo produzido é extraído nos separadores de produção. Conforme pode ser verificado na área vermelha da Figura 2.4-2, o processamento do gás consiste na compressão e desidratação (remoção da umidade residual).

O processamento do gás de alta pressão (oriundo dos separadores de produção, separador de teste e do sistema de recuperação de vapor) consiste no direcionamento para três baterias de compressão constituídas, cada uma, por dois compressores centrífugos, sendo o de maior pressão com dois estágios e unidade de desidratação. O sistema de compressão terá uma pressão mínima operacional de sucção de 981 (kPa abs e pressão de descarga do último estágio de 19.714 kPa abs. As três unidades serão capazes de processar, juntas, uma vazão total máxima de 6.000.000 Nm<sup>3</sup> de gás por dia (a 20°C e 101,3 kPa).

Em cada unidade de compressão, trocadores de calor (*coolers*) resfriarão o gás entre os compressores (estágios de compressão do gás) através de um sistema fechado de água doce.

Após o terceiro estágio de compressão, o gás tem sua umidade removida na unidade de desidratação de gás, através do processo de absorção por TEG (trietilenoglicol), de modo a especificar o ponto de orvalho do gás em -15 °C a 200 bar g.

O gás removido nos separadores atmosféricos (gás de baixa pressão) será enviado ao sistema de compressão auxiliar (*booster*) onde sofrerá resfriamento (visando remoção de condensado) e compressão para atingir a pressão de sucção do sistema principal de compressão. Por fim, esta corrente de gás é direcionada para o sistema de compressão principal de três baterias descrito anteriormente. O sistema de compressão auxiliar está projetado para comprimir 120.000 Nm<sup>3</sup>/dia (a 20°C e 101,3 kPa) de 118 kPa abs até 980,3 kPa abs.

Após o processamento descrito, o gás deverá ser utilizado, principalmente, como *gás-lift* nos poços de produção satélites e gás combustível para geração de energia, sendo o excedente exportado através de gasoduto submarino.

As Figuras 2.4-4 e 2.4-5, a seguir, apresentam os fluxogramas simplificados do sistema principal e *booster* de compressão de gás da UEP P-51.



Figura 2.4-4 Fluxograma simplificado do sistema principal de compressão de gás  
(Inserir em A3)

Figura 2.4-4 Fluxograma simplificado do sistema principal de compressão de gás  
(Inserir em A3)

Figura 2.4-5 Fluxograma simplificado do sistema *booster* de compressão de gás  
(inserir em A3)

Figura 2.4-5 Fluxograma simplificado do sistema *booster* de compressão de gás  
(inserir em A3)

- **Processamento da Água para Injeção**

Conforme apresentado na descrição geral do processo (item 2.4-A), será injetada água do mar tratada nos poços a fim de evitar que a pressão dos fluidos do reservatório caia abaixo da pressão de saturação.

De acordo com o fluxograma esquemático da Figura 2.4-2 (área em verde), o sistema de tratamento, capaz de prover água tratada numa vazão de até 45.000 m<sup>3</sup>/d, consistirá de sistema de captação por caixas de mar, pré-filtros, planta de remoção de sulfatos, duas torres desaeradoras e um sistema de bombeamento para os poços de injeção.

A água do mar é captada através de bombas submersas, sendo clorada e pré-filtrada para remover partículas maiores que 80 micra. Destes filtros, a água é direcionada para a Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) onde a concentração de sulfato é reduzida para menos de 100 ppm a fim de evitar a formação de incrustação por sulfato de bário e estrôncio no sistema de produção e no reservatório. O filtrado, água com alta concentração de sulfato, será descartado no mar.

A planta de dessulfatação a ser instalada terá capacidade de tratamento para prover 45.000 m<sup>3</sup>/d de água dessulfatada. Esta planta consistirá por unidades de nanofiltração, sistema de filtragem fina, bombas e pontos de injeção de produtos químicos.

Da planta de remoção de sulfatos, a água é direcionado para a torre desaeradora à vácuo, onde a concentração de oxigênio é reduzida de 7,00 para 0,05 ppm através de vácuo na coluna. Nas correntes de entrada e saída da torre desaeradora são dosados o biocida e o agente antiincrustante.

Após a saída da torre, a água desaerada é coletada num vaso de retenção sendo dosada com sequestrante de oxigênio e biocida. Este sequestrante reduz a concentração de oxigênio dissolvido para menos de 10 ppb, sendo então direcionada para as bombas de injeção.

A água filtrada e desaerada é então direcionada para o sistema de bombas injeção (3 bombas centrífugas de multi-estágio) equipado com filtros tipo cartucho para retenção de partículas maiores que 5 micra de diâmetro e pressão de descarga de cerca de 200 bar g.

## **B. Instalação do Sistema de Produção e Escoamento**

### **B.1. Reconhecimento e Escolha de Locações**

Para a instalação de equipamentos e âncoras da unidade de produção P-51 no fundo marinho, é realizada uma análise geológica integrada visando à verificação da estabilidade do mesmo através da identificação da presença de feições que podem comprometer os resultados das operações previstas e/ou a integridade dos equipamentos a serem instalados.



Esta análise, que utiliza como ferramentas as sísmicas 2D e 3D, registros sonográficos e batimétricos de alta resolução, inspeções do fundo marinho por ROV, etc, abrange aspectos tais como batimetria, gradientes de inclinação, composição e resistência do solo marinho, ocorrência de falhas, dentre outros.

Para a área compreendida pelo Módulo 2 do campo de Marlim Sul, verificou-se que o solo do fundo marinho é composto por lama (argila e silte), cobrindo grande parte onde está previsto a locação da P-51, exceto na porção sudeste, que é composta de lama pré-adensada.

Não foi verificado a presença de acidentes geográficos como *canyons*, que possam prejudicar as trajetórias dos dutos submarinos ou a instalação de equipamentos submarinos, sendo a declividade do solo de 1,14 a 1,91°, numa lâmina d'água de 1.100 a 1.400 metros.

A análise integrada não constatou indícios de risco geológico e sendo assim, a escolha da locação do sistema submarino baseou-se nas diretrizes da engenharia de reservatório, de modo a otimizar a exploração do Módulo 2.

## B.2. Lançamento, Amarração e Ancoragem das Linhas Flexíveis

### B.2.1. Procedimento Geral de Instalação

O lançamento das linhas flexíveis integrantes do sistema submarino da P-51 será, como regra geral, através de Conexão Vertical Direta (CVD) de primeira extremidade no poço e segunda extremidade na plataforma.

As etapas de serviço executadas pela embarcação de lançamento de linha serão precedidas pelo carregamento das linhas numa base de apoio (Vitória e Ubu, ambas no Espírito Santo), as quais serão entregues ao navio com todos os certificados de fabricação e teste da integridade de suas estruturas, devidamente comprovados por uma entidade certificadora.

Durante a navegação para o campo de Marlim Sul, visando à preparação do lançamento da linha, serão realizados no convés de lançamento testes de funcionamento do módulo de conexão vertical (MCV) e conexão do mesmo às linhas flexíveis e umbilical de controle.

Chegando ao campo, será realizada uma inspeção da rota projetada com auxílio de ROV, verificando a presença de obstáculos na proximidade dos poços e regiões morfologicamente acidentadas durante o lançamento das linhas, sendo também respeitadas as áreas de interferências delimitadas pelo arranjo submarino.

De forma a preservar a integridade das estruturas das linhas a serem lançadas, serão estabelecidas condições limites das operações de instalação, referentes a vento, mar e correnteza, que deverão ser verificadas antes do início da operação de lançamento.

Antes da descida, a linha flexível é conectada ao MCV e a conexão é testada com nitrogênio a fim de comprovar a integridade da mesma.

De modo geral, a descida do MCV será realizada com o auxílio de guinchos e um guindaste sendo monitorada através do ROV, conforme é ilustrado na Figura 2.4-6 abaixo. Próximo ao fundo, o MCV será aproximado lentamente da ANM, passo a passo, até o seu acoplamento ser feito no *hub* da base adaptadora de produção (BAP) do poço.

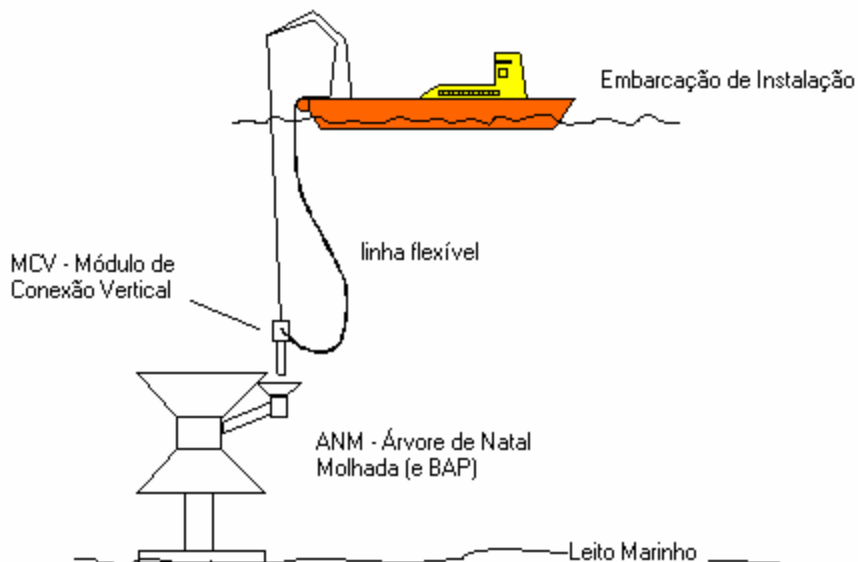


Figura 2.4-6. Ilustração do procedimento de instalação da linha de fluxo juntamente com MCV

Após verificação das coordenadas da posição neutra da P-51 e das coordenadas do poço a ser interligado, inicia-se a operação de lançamento seguindo a rota planejada e executando as conexões intermediárias entre as linhas quando necessário (utilizando equipamento especializado). Durante o lançamento serão monitoradas as cargas de tração, os ângulos de saída da linha do navio (ângulo do topo da catenária) e as condições meteorológicas.

Finalizado o lançamento, inicia-se a operação de *pull-in* das linhas para a plataforma, que é concluído com a liberação do navio e a interligação da linha com o sistema da P-51.

## B.2.2. Procedimento Geral de Amarração e Ancoragem

Tendo em vista as cargas dinâmicas nos pontos em que os *risers* suspensos tocam o solo marinho, causadas pelos movimentos da P-51 devido às diversas condições ambientais, e com o objetivo de absorver as cargas horizontais induzidas pelos *risers* e manter a configuração das linhas em catenária livre, será necessário verificar a necessidade de ancoragem dos *risers* dos poços B5-P5, B5-P14, B5-I5, B5-I7 e B5-I6.

Sendo necessária, a ancoragem será feita através de estacas do tipo torpedo, já amplamente empregada na Bacia de Campos. As dimensões e peso de cada âncora serão definidos a partir do estudo das cargas horizontais induzidas.

A amarração e ancoragem das linhas flexíveis serão realizadas após a etapa de *pull-in* e as linhas que precisarem ser ancoradas serão lançadas já com um colar de ancoragem. As estacas do tipo torpedo já estarão cravadas em posição pré-determinada.

A instalação das estacas consiste na descida do torpedo até uma determinada profundidade próxima ao fundo marinho, quando então é solto por gravidade sendo cravada no assoalho marinho pelo próprio peso.

Após a instalação das estacas, as linhas serão fixadas a estas estacas por meio dos colares e rabichos de amarra com auxílio do ROV do barco de instalação das linhas, conforme está ilustrado no esquema da Figura 2.4-7 abaixo.

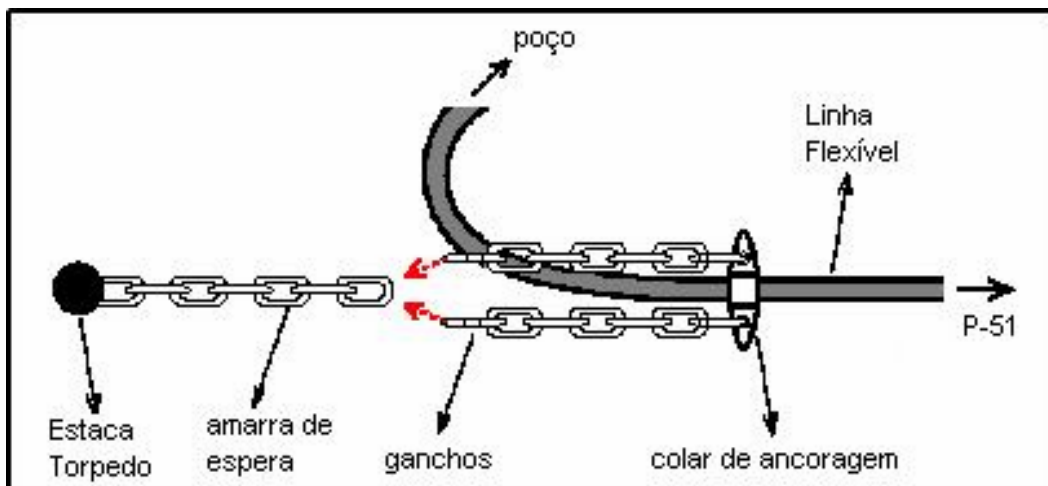


Figura 2.4-7. Esquema de amarração e ancoragem de risers da UEP P-51

### B.3. Mitigação dos Riscos de Interação das Linhas

Para a instalação do sistema submarino do Módulo 2 do campo de Marlim Sul, a PETROBRAS se baseará no chamado Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO), amplamente adotado em suas atividades na Bacia de Campos. Trata-se de um banco de dados contendo informações (localização e lâmina d'água) sobre os equipamentos (obstáculos) fixos existentes (submersos ou na superfície).

De modo a mitigar os riscos de interação das linhas durante a instalação, serão consideradas rotas sem interferências com base no SGO e na inspeção visual (*track survey*) através de ROV, mantendo ainda afastamento seguro entre elas e as demais estruturas submarinas (cabeça de poço, ANMs, PLET's, etc).

### C. Unidade de Produção

O desenvolvimento do módulo 2 do campo de Marlim Sul prevê a utilização de uma unidade estacionária de produção (UEP) que conjuga atividades de produção dos fluidos do reservatório, de processamento da produção e de transferência de óleo e gás para unidades receptoras.

A unidade estacionária de produção (UEP) a ser utilizada será uma plataforma do tipo semi-submersível, denominada P-51. Esta UEP foi projetada exclusivamente para atender às atividades da PETROBRAS no campo de Marlim Sul, sendo inteiramente nova. A Figura 2.4-8 mostra de forma ilustrativa, a unidade de produção P-51.

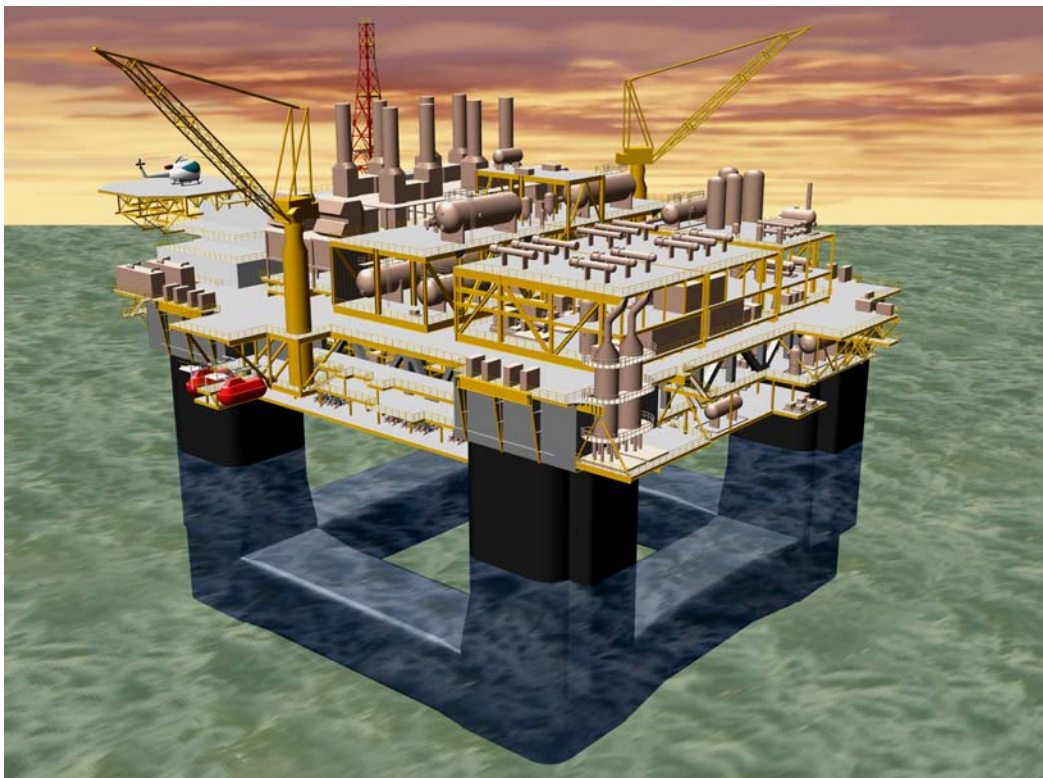


Figura 2.4-8. Figura ilustrativa – maquete eletrônica P-51

O Quadro 2.4-1 apresenta um resumo das principais características da plataforma semi-submersível P-51.

Quadro 2.4-1. Características da plataforma semi-submersível P-51

| CARACTERÍSTICAS                               | DESCRIÇÃO   |
|---|---|
| Nome  | PETROBRAS 51 ou P-51  |
| Tipo  | Semi-Submersível ou SS  |
| Lâmina d'água                                 | 1.255 metros  |
| Comprimento ( <i>lower hull</i> )             | 92 metros   |
| Boca ( <i>lower hull</i> )                    | 85 metros   |
| Flutuadores ( <i>Pontoons</i> )               | <p>Altura 12,0 metros</p> <p>Largura 17,5 metros</p>  |
| Colunas                                       | 4 colunas (17,5 x 17,5) metros  |
| Calado  | <p>Operacional 27,5 metros</p> <p>Sobrevivência 23 metros</p> <p>Trânsito 16,5 metros</p>   |
| Altura da lança do Queimador ( <i>Flare</i> ) | 100 metros  |
| Ancoragem                                     | <i>Taut-Leg</i> : poliéster, amarras e estacas tipo torpedo (16 pontos de ancoragem – raio curto: 1.700 metros)   |
| Capacidade de Produção                        | <p>19 Poços – 10 Produtores e 9 Injetores</p> <p>Processamento de Óleo – 28.617 m<sup>3</sup>/d (180 mil bpd)</p> <p>Injeção de Água – 45.000 m<sup>3</sup>/d (máx. 7.000 m<sup>3</sup>/d por poço)</p> <p>Trat. de Gás (sistema de compressão) – 6,0 milhões m<sup>3</sup>/d</p> <p>Sistema de <i>Gás lift</i> – 3 milhões m<sup>3</sup>/d</p> |
| Turbo-Geradores                               | <p>Principal – 4 x 25 MW (gás natural e diesel)</p> <p>Auxiliar – 1 x 1,2 MW (diesel)</p> <p>Emergência – 2 x 1,2 MW (diesel)</p>   |
| Capacidade total dos tanques                  | 3.300 m <sup>3</sup>  |
| Guindastes                                    | 2 do tipo Diesel-hidráulico; capacidade 25 toneladas com lança de 45,7 metros   |
| Heliponto                                     | Adequado para helicópteros do porte do Sikorsky S61N  |
| Alojamento                                    | Acomodações para um total de 200 pessoas  |
| Período de Vida Útil (sem docagem)            | 25 anos   |
| Salvatagem                                    | 1 bote resgate (6 pessoas); 8 balsas infláveis (25 pessoas); 6 baleeiras (50 pessoas).  |

A estrutura da unidade de produção P-51, amplamente utilizada pela indústria de petróleo, é em formato de caixa (*deck box* - bloco da estrutura principal) onde os diversos *decks*, posicionados em cinco níveis diferentes de elevação, estarão apoiados sobre quatro colunas e quatro flutuadores (*pontoons*) fechados em anel.

Conforme ilustrado na Figura 2.4-9, a estrutura da unidade de produção pode ser dividida da seguinte forma:

- Casco inferior (*lower hull*)
- *Spider deck*
- *Cellar deck*
- *Tween deck*
- *Main deck*
- Mezanino e Helideck

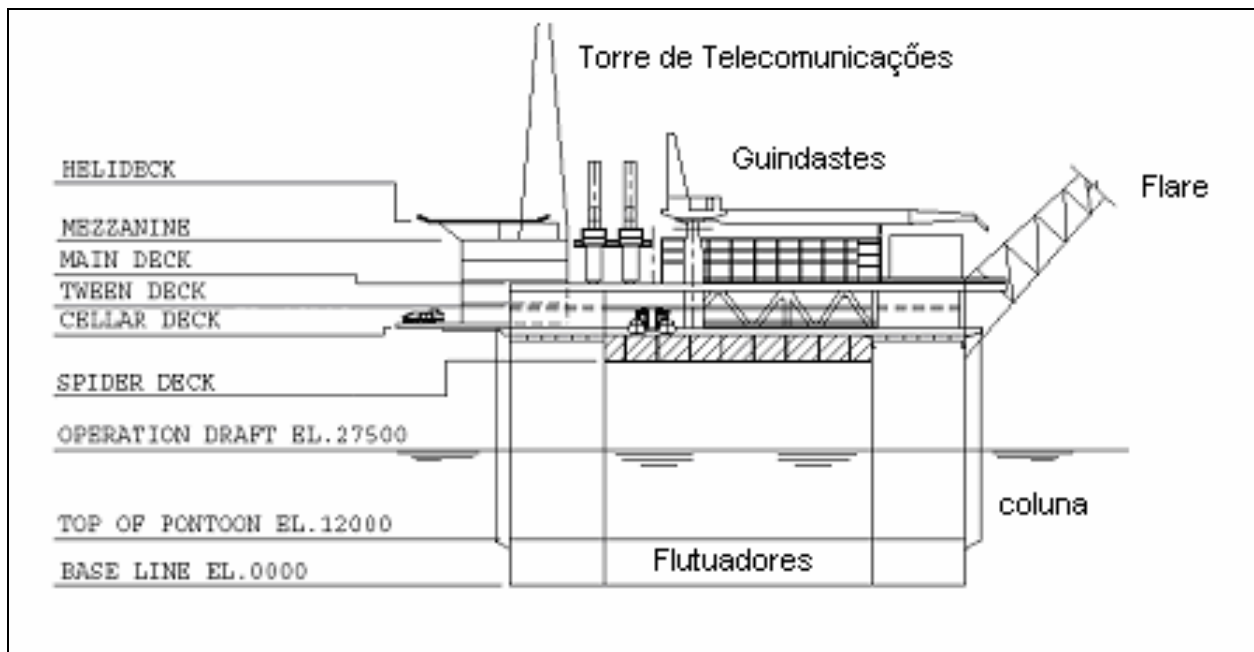


Figura 2.4-9. Ilustração esquemática dos *decks* da P-51

Nos itens seguintes, serão descritos os *decks* que compõem a estrutura da P-51, abordando-se os seus principais módulos, sistemas e equipamentos.

### C.1. Casco Inferior (*Lower Hull*)

Este nível é constituído pelas quatro colunas, quatro nós (*nodes*) e quatro flutuadores (*pontoons*) em configuração fechada. Encontram-se ainda os tubos de despejo das drenagens e as tubulações de chegada e suporte dos *risers* (*riser guides*).

O comprimento moldado do casco inferior (incluindo os *blisters*) é de 92 metros e a boca moldada é de 85 metros. A altura das colunas é de 43,3 metros acima da linha de base.

Como principal estrutura do casco inferior, os flutuadores têm configuração em anel. A estrutura consiste em 4 (quatro) flutuadores, 4 (quatro) nós e 4 (quatro) colunas com *blisters*, uma em cada canto. A seção transversal dos flutuadores é de 17,5 x 12,0 metros, das colunas é de 17,5 x 17,5 metros e do *blister* é de 11,25 x 3,5 metros.

Os compartimentos dos flutuadores consistem de tanques de lastro, diesel, água doce e túneis de acesso entre cada sala de bombas. Em cada nó existe uma praça de bombas (controle de lastro), paiol de amarras, tanques de lastro e portas de visita.

Os compartimentos das colunas consistem de paiol de amarras, tanques de lastro, portas de visita, espaços vazios, sala de esgoto e sala de controle de lastro local. O *blister* de cada coluna consiste apenas de espaço vazio.

Nos flutuadores estão instalados os suportes de chegada dos *risers* da proa, bombordo e boreste, cujas linhas tornam-se rígidas deste ponto para cima.

## C.2. *Spider Deck*

Situado a 38,5 metros, abaixo do bloco da estrutura principal (*Deck Box*), este *deck* consiste de uma área aberta e bem ventilada onde estão localizados os seguintes equipamentos:

- Sistema de *pull-in* e *pull-out*;
- coletores (*manifolds*) de produção, *gás-lift* e teste;
- lançadores e recebedores de *pig*;
- *skid* de medição fiscal;
- bombas de exportação de óleo;
- válvulas de bloqueio de emergência (SDV);
- vasos *slops*.

As válvulas de emergência SDV serão instaladas em todas as linhas de produção, *gás-lift*, exportação de óleo e gás.

Estão também localizados no *spider deck* os suportes do *risers* da popa e as linhas rígidas provenientes dos flutuadores.

Com relação ao sistema de bombeamento de óleo para exportação, 10 bombas centrífugas (sendo cinco *booster*) com capacidade unitária de 307 m<sup>3</sup>/h transferirão o óleo tratado nos separadores atmosféricos para o sistema de medição fiscal e daí para o oleoduto de exportação.

O sistema de medição fiscal de óleo e gás atenderá as exigências da Agência Nacional de Petróleo (ANP/INMETRO nº1, junho de 2000), sendo capaz de realizar medições de hidrocarbonetos líquidos e mistura água-em-óleo e amostragens automáticas de óleo.

### C.3. *Cellar e Tween Deck*

Situados, respectivamente, na elevação 46,0 e 49,6 metros, o *Cellar deck* e *Tween deck* consistem de áreas fechadas, pertencente ao bloco da estrutura principal.

No *Cellar deck* estão instalados os seguintes equipamentos:

- Sala de baterias e transformadores
- Geradores auxiliares e de emergência
- Bombas de água
- Compressores de ar
- Vasos de gás de alta e baixa pressão para o queimador (*flare*)
- Pedestal do dois guindastes
- Tanques de armazenamento de diesel
- Módulo de acomodações (primeiro nível – cabines para 2 e 4 pessoas)

Na P-51, o bloco de acomodações é separado da estrutura principal, iniciando-se no mesmo nível do *Cellar deck*. As acomodações localizam-se na proa, com capacidade para 200 tripulantes.

No *Tween deck*, localizam-se os equipamentos do sistema de ventilação e ar condicionado (VAC), a continuação das salas dos geradores auxiliares e de emergência e demais unidades hidráulicas. Neste *deck*, encontra-se o segundo nível do módulo de acomodações, composto por cabines para 2 e 4 pessoas.

### C.4. *Convés Principal (Main Deck)*

O *Main deck*, localizado na elevação de 54 metros, trata-se do Convés Principal no qual estão contidos a planta de processo com a maioria dos equipamentos para o processamento do óleo e gás (na popa e no centro deste convés), e dois níveis do módulo de acomodações com o heliponto sobre estes localizados na proa.

#### C.4.1. *Sistema de Processamento de Óleo*

Na região central do convés principal, estão localizados dois Tratadores de Óleo (A/B) e dois Separadores Atmosféricos (A/B) sendo que acima destes, no mezanino, encontram-se ainda os Separadores de Produção, Separador de Teste e Trocadores de Calor, além da unidade de desidratação de gás (TEG).



O Quadro 2.4-2 resume os tipos e capacidades dos principais equipamentos da unidade de processamento de óleo, que são apresentados na Figura 2.4-10, fluxograma P&I da planta de processamento de óleo.

Quadro 2.4-2. Características dos equipamentos da planta de processamento de Óleo

| EQUIPAMENTO  | TIPO                          | CAPACIDADE UNITÁRIA          |
|--|-------------------------------|------------------------------|
| Pré-aquecedor (A/B)<br>água produzida-óleo produzido | Placas                        | 28,6x10 <sup>6</sup> W       |
| Pré-aquecedor (A/B)<br>óleo tratado-óleo produzido   | Placas                        | 20,6x10 <sup>6</sup> W       |
| Aquecedor de Produção (A/B)                          | Casco e tubo                  | 34,9x10 <sup>6</sup> W       |
| Separador de Produção (A/B)                          | Horizontal                    | 16.000 m <sup>3</sup> /dia * |
| Tratador de Óleo (A/B)                               | Desidratador<br>Eletrostático | 16.000 m <sup>3</sup> /dia * |
| Separador Atmosférico (A/B)                          | Horizontal                    | 16.000 m <sup>3</sup> /dia * |
| Separador de Teste                                   | Horizontal                    | 6.500 m <sup>3</sup> /dia *  |
| Aquecedor de Teste                                   | Casco e tubo                  | 30,1 x10 <sup>6</sup> W      |

\* Valores especificados nas condições padrões

Figura 2.4-10. Planta de Óleo Produzido  
I-DE-3010.63-1223-943-TKP-001\_0\_P999

(inserir em A3)

Figura 2.4-10. Planta de Óleo Produzido  
I-DE-3010.63-1223-943-TKP-001\_0\_P999

(inserir em A3)

#### C.4.2. Sistema de Compressão de Gás

O sistema de compressão de gás, localizado na popa do convés principal em bombordo, consiste de três unidades de compressão com capacidade nominal de 2,0 milhões de Nm<sup>3</sup>/dia, com compressores de baixa pressão para o 1º estágio operando com os de alta pressão para 2º e 3º estágios.

A capacidade máxima nominal é de 6 milhões Nm<sup>3</sup>/dia, devido às limitações da planta de processo da P-51.

O processamento do gás de alta pressão consiste no direcionamento para três trens de compressão constituídos, cada um, por dois compressores e desidratação. O sistema de compressão terá uma pressão mínima operacional de sucção de 981 kPa abs e pressão de descarga do último estágio de 19.174 kPa abs.

Em cada unidade de compressão, trocadores de calor (*coolers*) resfriarão o gás entre os compressores centrífugos (estágios de compressão do gás) através de um sistema fechado de água doce.

O Quadro 2.4-3 resume os tipos e capacidades dos principais equipamentos da planta de processamento de gás (sistemas principal e auxiliar), apresentados na Figura 2.4-11 planta P&I's do sistema principal e na Figura 2.4-12 planta P&I's do sistema *booster* de compressão de gás da UEP P-51.

Quadro 2.4-3. Características dos equipamentos da planta de processamento de Gás

| EQUIPAMENTO                                 | TIPO         | CAPACIDADE<br>(a 20°C e 101,3 kPa abs)   |
|---|--------------|--|
| <b>Sistema Principal – 3 estágios</b>       |              |  |
| Compressores Primeiro Estágio (3)           | centrífugo   | 2.000.000 m <sup>3</sup> /d cada bateria |
| Resfriador – 1º estágio (3)                 | Casco e tubo | 18,80 x 10 <sup>6</sup> W                |
| Resfriador – saída do 1º estágio (3)        | Casco e tubo | 8,46 x 10 <sup>6</sup> W                 |
| Resfriador – 2º estágio (3)                 | Casco e tubo | 4,69 x 10 <sup>6</sup> W                 |
| Resfriador – descarga (3)                   | Casco e tubo | 5,66 x 10 <sup>6</sup> W                 |
| Vaso Depurador                              | vertical     | 6.000.000 m <sup>3</sup> /d              |
| Vaso – entrada do 1º estágio (3)            | vertical     | 2.000.000 m <sup>3</sup> /d              |
| Vaso – descarga do 1º estágio (3)           | vertical     | 2.000.000 m <sup>3</sup> /d              |
| Vaso – descarga do 2º estágio (3)           | vertical     | 2.000.000 m <sup>3</sup> /d              |
| Torre de Absorção – TEG                     | vertical     | 3.000.000 m <sup>3</sup> /d              |
| <b>Sistema Auxiliar – Booster</b>           |              |  |
| Compressores (2)                            | parafuso     | 120.000m <sup>3</sup> /d                 |
| Resfriador – Sucção de gás de baixa pressão | Casco e tubo | a ser definido pelo fabricante           |
| Vaso – Sucção de gás de baixa pressão       | vertical     | 120.000 m <sup>3</sup> /d                |
| Vaso de Gás Comprimido (2)                  | vertical     | 120.000 m <sup>3</sup> /d                |
| Filtro – saída do compressor (2)            | cartucho     | 120.000 m <sup>3</sup> /d                |



Figura 2.4-11. Planta P&I's do sistema principal de compressão de gás da UEP P-51  
(inserir em A3)

Figura 2.4-11. Planta P&I's do sistema principal de compressão de gás da UEP P-51  
(inserir em A3)

Figura 2.4-12. planta P&I's do sistema *booster* de compressão de gás da UEP P-51  
(inserir em A3)



Figura 2.4-12. planta P&I's do sistema *booster* de compressão de gás da UEP P-51  
(inserir em A3)

### C.4.3. Sistema de Geração de Energia

A geração de energia será realizada principalmente através de turbogeradores localizados na região central da proa do convés principal, a qual apresenta um *pipe-rack* ligando bombordo a boreste.

A P-51 contará com 4 turbogeradores de 25 MW cada movidos tanto à gás natural quanto à diesel. Além dos turbogeradores, fazem parte deste sistema três geradores de 1,2 MW movidos à diesel (um auxiliar e dois de emergência), localizados no *Tween Deck*. O Quadro 2.4-4 apresenta as principais características dos geradores da P-51.

Quadro 2.4-4. Características dos geradores da P-51

| EQUIPAMENTO  | POTÊNCIA | CONSUMO MÁXIMO DE COMBUSTÍVEL                                     |
|--|----------|---|
| Turbogeradores (4 – 1 em <i>stand by</i> )         | 25 MW    | Gás – 150.000 m <sup>3</sup> /d<br>Diesel – 180 m <sup>3</sup> /d |
| Motogeradores Auxiliares (1 em <i>stand by</i> )   | 1,2 MW   | Diesel – 10 m <sup>3</sup> /d                                     |
| Motogeradores de Emergência(2 em <i>stand by</i> ) | 1,2 MW   | Diesel – 10 m <sup>3</sup> /d                                     |

No pico da geração de energia, poderão operar em conjunto até três geradores permanecendo o quarto em *stand-by*. Os turbogeradores estão previstos para operar com gás combustível (preferencialmente) e diesel. Contudo, na partida da unidade de produção, será necessário o uso de diesel nos turbogeradores, até a estabilização da produção de gás.

Os turbogeradores serão alimentados pelo sistema de gás combustível o qual está projetado para prover 23.756 m<sup>3</sup>/h de gás combustível de alta pressão e 3.849 m<sup>3</sup>/h de gás de baixa pressão. Em operação normal, o gás combustível será provido diretamente pelas unidades de desidratação sendo necessária a passagem por um aquecedor elétrico em procedimentos de *start-up*.

Além de gerarem energia, o calor dos gases de exaustão dos turbogeradores será utilizado para aquecimento de água de processo.

Os principais consumidores de gás combustível de alta pressão serão basicamente os turbogeradores.

Na região central do convés principal estão dois tratadores de óleo e dois separadores atmosféricos e um único *pipe-rack*, ligando os lados boreste e bombordo, que separa a região central da proa, onde estão instalados os quatro turbo-geradores, acionados por turbinas a gás. No local também estão dispostos dois níveis de acomodações.

#### C.4.4. Sistema de Flare

No convés principal estará localizado, na popa a boreste, a base da lança do *Flare* o qual será do tipo sônico, de baixa radiação, não-poluidor e com baixas emissões de NO<sub>x</sub>. A lança terá um comprimento de 100 metros sendo que os queimadores estarão a cerca de 85 metros acima deste convés – o suficiente para garantir que o nível de radiação em pontos específicos da P-51 seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional – vazão de gás, alta ou baixa pressão) para as pessoas e equipamentos.

A operação normal da UEP P-51 não demandará o uso do *Flare*, que será restrito à depressurização do sistema, situações de emergência ou falha de equipamentos. A P-51 será equipada com dois sistemas independentes, um operando à alta pressão e outro à baixa pressão, para coletar e queimar adequadamente e com segurança o gás residual liberado das válvulas de segurança, válvulas de controle de pressão, válvulas *blowdown* (depressurização rápida), tubulações e equipamentos da planta de processo. Cada sistema está projetado para queima sob condição contínua ou emergencial.

O *Flare* é projetado de modo a ser capaz de queimar cerca de 4 milhões m<sup>3</sup>/d em condição contínua e 6 milhões em condição de emergência, em caso de interrupção no processo de escoamento pelos gasodutos. Em operação normal ele funciona com uma vazão de gás o suficiente para manter os pilotos acesos. No caso de parada da planta de processo, o gás existente nas linhas será depressurizado em cerca de 15 minutos para ser queimado na tocha do *flare*, consistindo este procedimento uma segurança do processo.

#### D. Sistema de Escoamento e Transferência da Produção

Conforme pode ser verificado nas Figuras 2.4-13 (arranjo submarino) e 2.4-14 (diagrama unifilar), o sistema de escoamento e transferência da produção da UEP P-51 será realizado por linhas flexíveis e por dutos rígidos (exportação da produção), ambos submarinos.

Como garantia de segurança contra vazamentos, todas as linhas que integram o sistema de escoamento e transferência da produção possuem transmissores que permitem o monitoramento e o registro constante de variáveis operacionais estando tais informações centralizadas na sala de controle. Este controle permitirá acionar válvulas de fechamento de emergência do tipo SDV, instaladas nas linhas submarinas junto à UEP P-51 (nos dutos de exportação de gás) e nas linhas de superfície da UEP P-51 (nos dutos de exportação de óleo), em casos de queda ou aumento de pressão a níveis anormais.

Mediante as eventualidades decorrentes do longo período do empreendimento, poderá haver substituição e trocas de linhas, assim como eventuais procedimentos de *workover* (operação de manutenção nos poços) dos sistemas descritos abaixo.

Da mesma forma, a plataforma SS P-51, que tem sua capacidade total prevista para 18 poços produtores e 11 poços injetores, poderá futuramente interligar seus novos poços em 2013.

Figura 2.4-13. Arranjo Submarino da P-51 (inserir em A3)

**Figura 2.4-13 Arranjo Submarino da P-51 (inserir em A3)**

Figura 2.4-14. Diagrama Unifilar da P-51 (inserir em A3)

Figura 2.4-14. Diagrama Unifilar da P-51 (inserir em A3)

## D.1. Sistema de Coleta e Injeção

O sistema submarino de coleta e injeção do módulo 2 do campo de Marlim Sul será composto por 19 poços (10 de produção e 9 de injeção de água) interligados diretamente à unidade de produção P-51, além de linhas flexíveis e umbilicais eletro-hidráulicos, cujo comprimento total é de cerca de 220 km

Cada poço produtor será interligado à plataforma P-51 através de um conjunto (*bundle*) de três linhas, sendo uma de produção, uma de *gás lift* (acesso à região anular da coluna de produção) e uma última do umbilical eletro-hidráulico de controle. Cada poço de injeção de água será ligado diretamente à plataforma P-51, através de um *bundle* composto de duas linhas flexíveis, sendo uma de injeção e outra do umbilical de controle.

### D.1.1. Árvores de Natal Molhadas - ANM

Instalada em cada cabeça de poço, a ANM é um equipamento para uso submerso, constituído basicamente por um conjunto de válvulas gaveta, um conjunto de linhas de fluxo e um sistema de controle a ser interligado ao painel de controle localizado na unidade de produção P-51. O projeto de desenvolvimento do módulo 2 no campo de Marlim Sul contará com a instalação de 19 ANMs do tipo GLL, isto é, operadas sem mergulhador e sem cabos-guia (10 em poços de produção e 9 em poços de injeção).

Uma típica ANM pesa em torno de 26 toneladas e sua base possui 4,6 x 6,0 metros. A Figura 2.4-15 ilustra uma configuração típica de um poço perfurado e completado com a árvore de natal molhada já instalada.

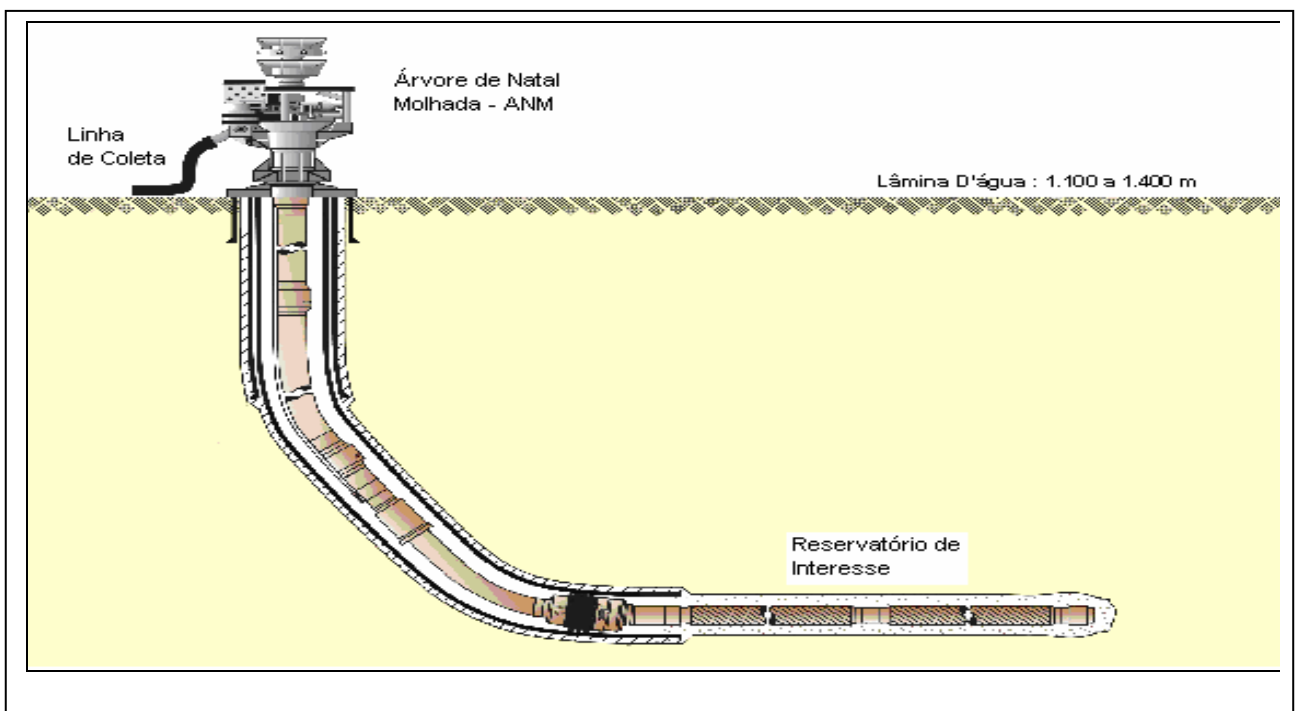


Figura 2.4-15. Configuração típica de poço com ANM instalada



Para o controle de fechamento e abertura dos poços de produção, serão instaladas na ANMs válvulas de segurança do tipo *Fail Safe Close*, ou seja, válvulas que se fecham em caso de falha.

Com relação às operações de *pigging*, a maioria das ANMs permitirá a passagem do *pig* diretamente da linha anular (linha de gás *lift*) para a linha de produção através de uma válvula gaveta *crossover* (*pig-crossover*) do tipo *fail safe close*.

#### D.1.2. Linhas de Coleta e Injeção

Para o sistema submarino de coleta e injeção, todas as linhas serão flexíveis sendo projetadas para operarem durante 25 anos. As linhas serão fabricadas em diâmetros internos que variam de 4 a 8". As linhas de produção terão em geral 6" de diâmetro, exceto as de maior vazão que terão 8". As linhas de *gás-lift* terão 4" de diâmetro enquanto que as de injeção 6".

Todas as linhas de produção, de estrutura estática, terão isolante térmico a fim de se evitar a formação de parafina.

O Quadro 2.4-5 apresenta algumas características das linhas de coleta e injeção.

Quadro 2.4-5. Características das linhas de coleta e injeção

| LINHAS DE PRODUÇÃO              |                         |                      |                |                           |
|---------------------------------|-------------------------|----------------------|----------------|---------------------------|
| Comprimento dos Risers: 1.700 m |                         |                      |                |                           |
| POÇOS PRODUTORES                | Vazão m <sup>3</sup> /d | Diâmetro interno (") | Flow Lines (m) | Total (m) Riser+Flow line |
| 3-MLS-02                        | 3.000                   | 6                    | 2.045          | 3.745                     |
| B5-P1H                          | 4.500                   | 8                    | 2.740          | 4.440                     |
| B5-P3H                          | 3.600                   | 6                    | 2.310          | 4.010                     |
| B5-P4H                          | 5.900                   | 8                    | 4.160          | 5.860                     |
| B5-P5H                          | 6.000                   | 8                    | 1.380          | 3.080                     |
| B5-P9H                          | 3.389                   | 6                    | 2570           | 4.270                     |
| B5-P10H                         | 2.800                   | 6                    | 2.390          | 4.090                     |
| B5-P12H                         | 5.000                   | 6                    | 895            | 2.595                     |
| B5-P14H                         | 3.600                   | 6                    | 2.705          | 4.405                     |
| B13-P1H                         | 2.500                   | 6                    | 4.350          | 6.050                     |
| B5-I1H                          | 6.000                   | 6                    | 4165           | 5865                      |
| B5-I6H                          | 7.000                   | 6                    | 2020           | 3720                      |
| B5-I8H                          | 8.000                   | 6                    | 2940           | 4640                      |
| B5-I13H                         | 6.000                   | 6                    | 3690           | 5390                      |
| B5-I7H                          | 6.500                   | 6                    | 1500           | 3200                      |
| B5-I10H                         | 6.000                   | 6                    | 5380           | 7.080                     |
| B5-I5H                          | 7.000                   | 6                    | 1095           | 2795                      |
| B13-I1H                         | 4.500                   | 6                    | 3525           | 5225                      |
| B5-I11H                         | 7.000                   | 6                    | 2710           | 4410                      |

Fonte: PETROBRAS

Obs.: Os poços acima listados poderão sofrer alteração de nomenclatura ao decorrer do processo.

Todas as linhas flexíveis e umbilicais de controle serão interligadas à plataforma P-51 em configuração catenária livre, conforme permitem concluir análises locais de tensões, o projeto dos enrijecedores de curvatura dos risers e a análise de estabilidade no fundo. A Figura 2.4-16 ilustra a configuração de catenárias dos risers da P-51.

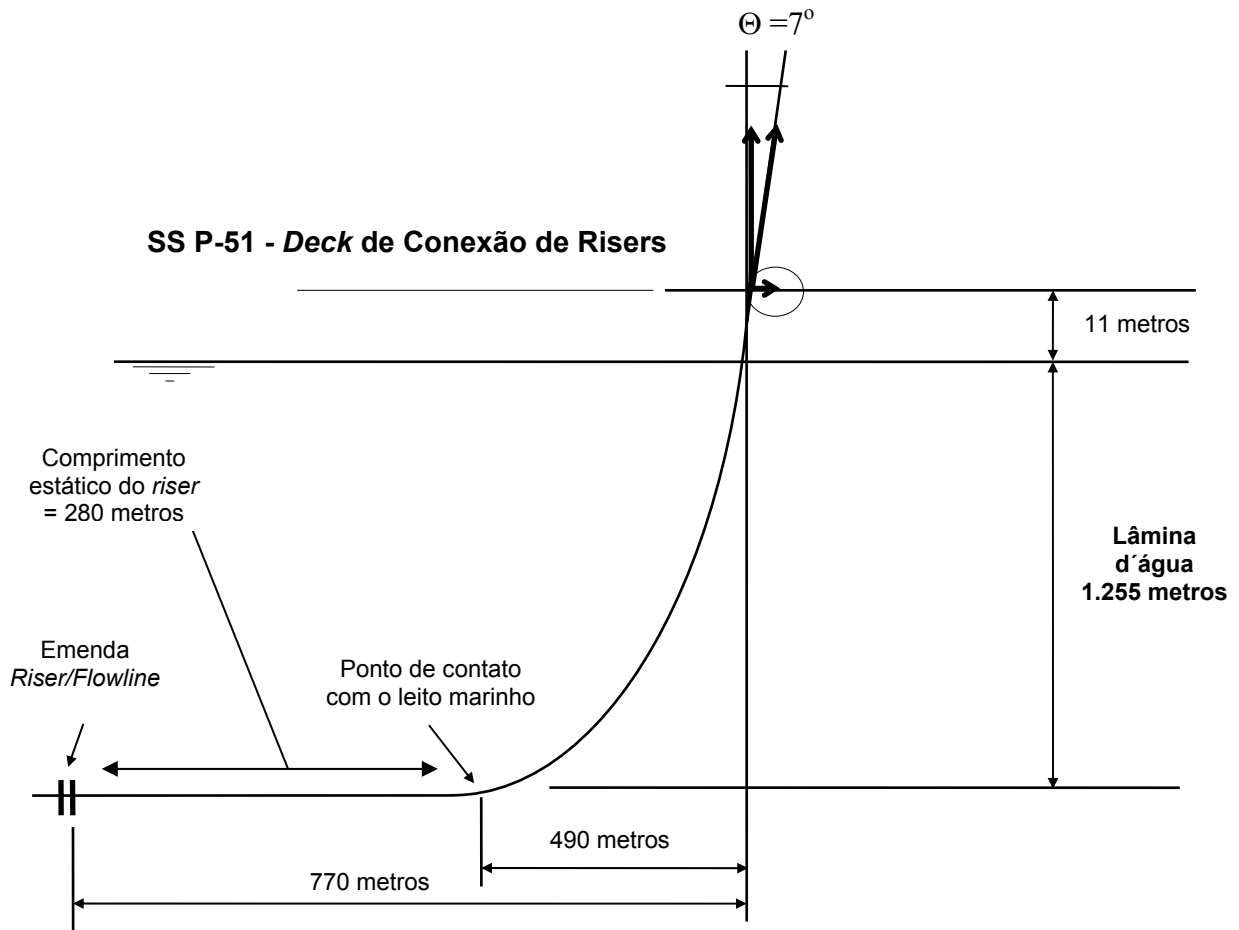


Figura 2.4-16. Configuração de catenárias dos riser da UEP P-51

### D.1.3. Umbilicais de Controle

Todos os umbilicais de controle para os poços serão do tipo eletro-hidráulicos, consistindo de um conjunto de mangueiras termoplásticas e cabos elétricos, integradas em um único cabo para transmitir suprimentos hidráulicos de baixa e alta pressão (para as válvulas de segurança, fechamento e controle do fluxo do poço nas ANMs, etc), injetar produtos químicos (inibidor de incrustação, desemulsificante e inibidor de hidrato – etanol) e receber/emitir sinais elétricos necessários para operar e monitorar os poços de produção e de injeção.

Todos estes umbilicais dos poços de produção serão do tipo 9H+3HCR+1EC, ou 12H+EC, consistindo de 12 mangueiras, sendo 9 mangueiras de 3/8" 5000 psi, para controle hidráulico das válvulas das ANMs e 3 de 1/2" 5000 psi para injeção de etanol e produtos químicos + 1 cabo elétrico para transmissão de sinais de medidas de temperatura e pressão e monitoramento das operações de *pigging* (da linha anular para a

linha de produção). As mangueiras de ½” serão revestidas com carcaça metálica para proteção contra colapso (HCR – *High Collapse Resistance*).

Para os poços de injeção satélites à plataforma P-51, os umbilicais eletro-hidráulicos serão do tipo 5H+1EC (5 mangueiras de 3/8” 5000 psi para controle hidráulico e 1 cabo elétrico).

Os comprimentos dos umbilicais de controle a serem utilizados nos poços produtores e injetores serão iguais aos comprimentos das linhas de produção e injeção, respectivamente, para cada tipo de poço.

Para o controle (hidráulico) de funções das estruturas submarinas (ANMs), será utilizado como suprimento um fluido hidráulico de base aquosa (Oceanic HW 525) cuja ficha de segurança (MSDS) encontra-se no Anexo 2-I do RAA apresentado ao IBAMA.

## D.2. Sistema de Transferência da Produção

O sistema de escoamento da produção de óleo e gás da UEP P-51 será realizado através de dutos submarinos. A Figura 2.4-17 apresenta a malha de escoamento de óleo e gás da P-51 para o continente.

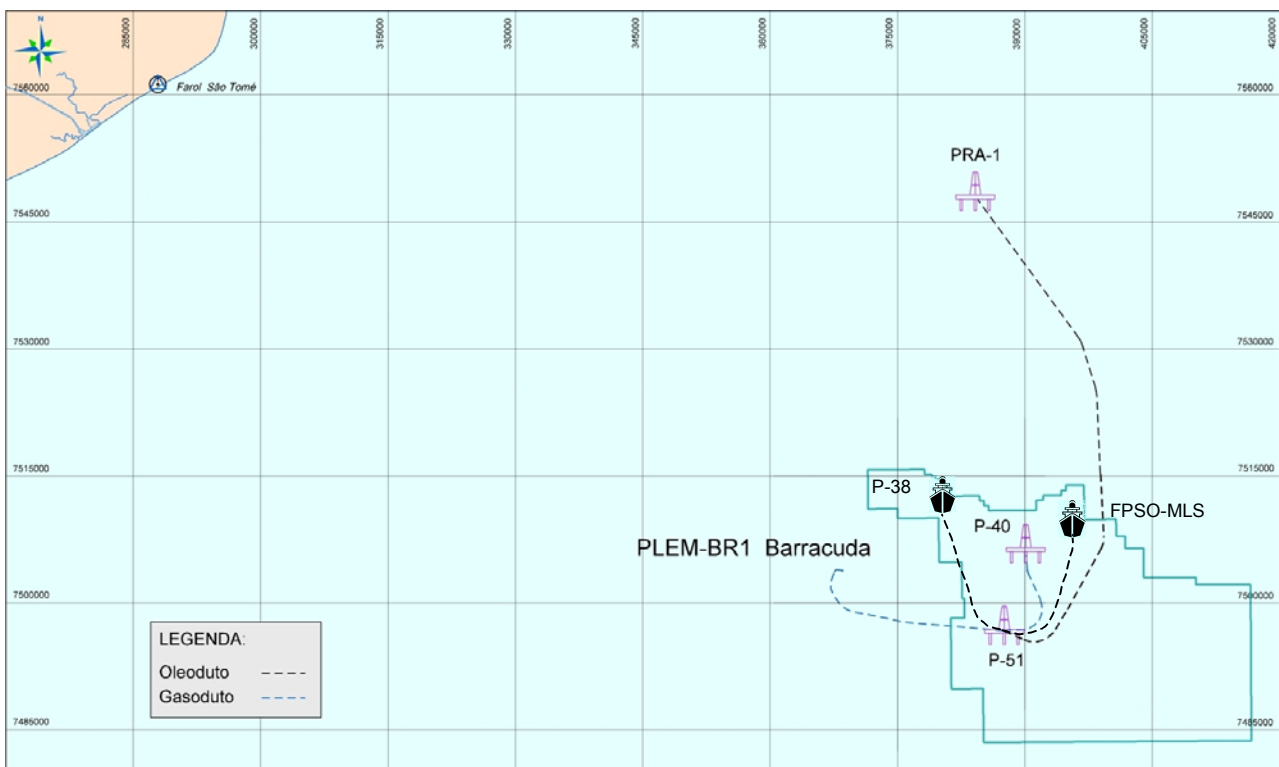


Figura 2.4-17. Sistema de escoamento de Óleo e Gás

Conforme descrito no início deste item 2.4 D, e em maiores detalhes no item 2.4 K, os dutos submarinos contarão ao longo de suas extensões com um sistema de controle e monitoramento de variáveis operacionais composto medidores, transmissores e válvulas de fechamento de emergência.

### D.2.1. Escoamento de Óleo

O sistema de transferência de óleo é caracterizado por uma linha rígida com diâmetro nominal de 12" e comprimento total aproximado de 63 Km e uma linha flexível de diâmetro nominal de 12" e comprimento de 2,1 Km, interligando a UEP P-51 à Plataforma de Rebombeio Autônoma, PRA-1, atendendo ao Plano Diretor de Escoamento e Tratamento de Óleo da Bacia de Campos (PDET)

O sistema também é composto por uma linha mista (flexível e rígida) ligando a UEP P-51 à P-38 e uma linha flexível de 10" de diâmetro nominal com aproximadamente 3.400 m de *risers* e 14.360 m de *flowline*, ligando a UEP P-51 ao FPSO-MLS.

O Quadro 2.4-6 apresenta, a seguir, as principais características do sistema de escoamento de óleo da P-51.

Quadro 2.4-6. Características do sistema de exportação de óleo da UEP P-51 (continua...)

| TRECHO         | POSIÇÃO INICIAL<br>UTM  | POSIÇÃO FINAL<br>UTM   | COMPRIMENTO<br>metros |           | DIÂMETRO |
|----------------|---|--|-----------------------|-----------|----------|
|                |   |  | Riser                 | Flow Line |          |
| Duto Rígido    | PLET-MLS-06<br>(LDA= 1.275 m)<br>L = 388.633<br>N = 7.496.654 | PRA -1<br>(LDA=98 m)<br>L = 384.552<br>N = 7.547.592         | 62.007 m              |           | 12"      |
| Linha Flexível | P-51<br>(LDA=1.255 m)<br>L = 387.474<br>N = 7.496.696         | PLET-MLS-06<br>(LDA=1.275m)<br>L = 388. 633<br>N = 7.496.654 | 1.700                 | 400       | 12"      |
| Linha Flexível | P-51<br>(LDA=1.255 m)<br>L = 387.474<br>N = 7.496.696         | PLET-MLS-10<br>(LDA=1.230 m)<br>L = 387.222<br>N = 7.497.826 | 1.700                 | 400       | 12"      |

Quadro 2.4-6. Características do sistema de exportação de óleo da UEP P-51 (continuação).

| TRECHO         | POSIÇÃO INICIAL<br>UTM  | POSIÇÃO FINAL<br>UTM   | COMPRIMENTO<br>metros |           | DIÂMETRO |
|----------------|---|--|-----------------------|-----------|----------|
|                |   |  | Riser                 | Flow Line |          |
| Duto Rígido    | PLET-MLS-10<br>(LDA=1.230m)<br>L = 387. 222<br>N = 7.497.826  | PLET-MLS-11<br>(LDA=1.040m)<br>L = 386. 893<br>N = 7.504.637 | 6.850                 |           | 12"      |
| Linha Flexível | PLET-MLS-11<br>(LDA=1.040 m)<br>L = 386. 893<br>N = 7.504.637 | P-38<br>(LDA=1.020 m)<br>L = 384. 591<br>N = 7.504.979       | 180                   | -         | 6"       |
|                |   |  | 1.500                 | -         | 8"       |
|                |   |  | -                     | 3.110     | 10"      |
| Linha Flexível | P-51<br>(LDA=1.255 m)<br>L = 387.474<br>N = 7.496.696         | FPSO-MLS<br>(LDA=1.180 m)<br>L = 394. 884<br>N = 7.507.017   | 1.700                 | -         | 8"       |
|                |   |  | 1.700                 | 14.360    | 10"      |

Obs-1: LDA – lâmina d'água

Obs-2: Dados de projeto podendo sofrer alterações.

O óleo a ser produzido pela P-51 e escoado pelo sistema descrito acima deverá apresentar as propriedades apresentadas no Quadro 2.4-7, referentes às características representativas do poço 3-MLS-2-RJS, presente no campo. Mais informações sobre o óleo produzido no campo de Marlim Sul poderão ser verificadas no item 2.4 G, deste documento.

Quadro 2.4-7. Propriedades físicas do óleo a ser escoado pelo sistema dutoviário em Marlim Sul

| PROPRIEDADE   | VALOR |
|---|-------|
| API, grau   | 20-22 |
| Razão de Solubilidade, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> | 94,8  |
| Viscosidade na pressão de saturação, Cp               | 4,15  |
| Pressão de Saturação, Kgf/cm <sup>2</sup>             | 286,5 |

Fonte: PETROBRAS

## D.2.2. Escoamento de Gás

O sistema de escoamento de gás consistirá de dois gasodutos submarinos, um interligando P-51 à P-40 no próprio campo e o outro ao PLEM BR-01 no campo de Barracuda.

A linha de escoamento de gás para a plataforma P-40 terá cerca de 14,2 km de extensão e 12 " de diâmetro seguindo então para PNA-1 por uma linha de 12".

O outro gasoduto de 12" de diâmetro e 24,9 km de comprimento permitirá o escoamento da P-51 para uma base estrutural (PLEM BR-01) no Campo de Barracuda. A partir desta base, o gás seguirá para PNA-1 em um gasoduto de 12" existente e 22 km de extensão.

Da plataforma PNA-1, o gás oriundo da plataforma P-40 e da base estrutural do campo de Barracuda será escoado para o Ponto A, em Barra do Furado, Município de Quissamã.

O Quadro 2.4-8 apresenta, a seguir, as principais características do sistema de escoamento de gás da P-51.

Quadro 2.4-8. Características do sistema de exportação de gás da UEP P-51 (continua...).

| TRECHO                    | POSIÇÃO INICIAL<br>UTM                                       | POSIÇÃO FINAL<br>UTM   | COMPRIMENTO metros |           | DIÂMETRO |
|---------------------------|--|--|--------------------|-----------|----------|
|                           |  |  | Riser              | Flow Line |          |
| <b>GASODUTO P-51 P-40</b> |  |  |                    |           |          |
| Riser Flexível            | UEP P-51<br>(LDA=1.255 m)<br>L = 387.474<br>N = 7.496.696    | SDV-MLS- 04<br>(LDA=1.270 m)<br>L = 388.241<br>N = 7.496.759 | 1.700              | -         | 12"      |
| Flowline                  | SDV-MLS-04<br>(LDA=1.270 m)<br>L = 388.241<br>N = 7.496.759  | PLEM MLS-06<br>(LDA=1.280 m)<br>L = 391.220<br>N = 7.498.707 | 4.700              |           | 12"      |
| Flowline                  | PLEM-MLS-06<br>(LDA=1.280 m)<br>L = 391.220<br>N = 7.498.707 | SDV-MLS-05<br>(LDA=1.080 m)<br>L = 390.144<br>N = 7.505.651  | 6.300              |           | 12"      |
| Riser Flexível            | SDV-MLS-05<br>(LDA=1.080 m)<br>L = 390.144<br>N = 7.505.651  | UEP P-40<br>(PLA=1.080 m)<br>L = 390.097<br>N = 7.506.345    | 1.500              | -         | 12"      |

Quadro 2.4-8. Características do sistema de exportação de gás da UEP P-51 (continuação).

| TRECHO                         | POSIÇÃO INICIAL<br>UTM                                      | POSIÇÃO FINAL<br>UTM   | COMPRIMENTO metros |           | DIÂMETRO |
|--------------------------------|---|--|--------------------|-----------|----------|
|                                |   |  | Riser              | Flow Line |          |
| <b>GASODUTO P-51 BARRACUDA</b> |   |  |                    |           |          |
| Riser Flexível                 | UEP P-51<br>(LDA=1.255 m)<br>L = 387.474<br>N = 7.496.696   | PLET-MLS-07<br>(LDA=1.240 m)<br>L = 386.678<br>N = 7.496.780 | 1.700              | 400       | 12"      |
| Duto Rígido                    | PLET-MLS-07<br>(LDA=1.240 m)<br>L = 386.678<br>N = 7.496780 | PLET-MLS-08<br>(LDA=825 m)<br>L = 368.802<br>N = 7.502.502   | 21.000             |           | 12"      |
| Flowline Flexível              | PLET-MLS-08<br>(LDA=825 m)<br>L = 368.802<br>N = 7.502.502  | PLEM-MLS-07<br>(LDA=825 m)<br>L = 368.717<br>N = 7.502.842   | 400                |           | 12"      |
| Flowline Flexível              | PLEM-MLS-07<br>(LDA=825 m)<br>L = 368.717<br>N = 7.502.842  | PLEM BR-01<br>(LDA=804 m)<br>L = 368.498<br>N = 7.503.817    | 1.400              |           | 12"      |

## E. Empreendimentos Associados e Decorrentes

Neste item serão descritas as operações de lançamento dos dutos e bases estruturais (PLEM's, ILT e PLET's) que permitem a interligação dos dutos às unidades estacionárias (plataformas: P-51, P-40, P-38, FPSO-MLS e PRA-1) e os equipamentos e embarcações a serem utilizadas na atividade de instalação. Também serão apresentados os procedimentos para realização dos testes de estanqueidade do sistema submarino.

### E.1. Lançamento de Dutos e demais Estruturas Submarinas

Estudos de Viabilidade Técnica-Econômica têm sido desenvolvidos de modo a se definir qual será o procedimento de instalação mais adequado do sistema de escoamento da produção da UEP P-51, o qual será formado por linhas rígidas (oleoduto e gasodutos).

Esses procedimentos exigem o emprego de embarcações especializadas (plataforma semi-submersível, balsa ou navio), com equipamentos específicos para cada método. Os métodos mais usuais de lançamento de dutos rígidos são os chamados *Reel-Lay*, o *J-Lay* e o *S-Lay*.

Os métodos *S-Lay* e *J-Lay* têm esta denominação devido à forma (curvatura “S” ou “J”) tomada pelo duto, entre o navio e o fundo do mar, durante sua instalação. O método *Reel-Lay* tem essa denominação porque a embarcação de lançamento utiliza um carretel para armazenar o duto rígido a ser lançado.

No método *S-Lay* utiliza-se uma rampa de fabricação horizontal, onde tubos de 12m (ou tramos de 24m, 36m ou 48m) são soldados formando um tramo maior, que é lançado com o deslocamento do navio, após terem sido inspecionadas e revestidas as juntas de campo e da instalação dos anodos. As dimensões dos tramos, múltiplos de 12m, depende do porte do navio de lançamento e da dimensão da rampa. Esses tramos podem ser pré-fabricados em canteiro de terra e transportados para o navio de lançamento por rebocadores ou “*pipe carriers*”.

No método *J-Lay* utiliza-se uma torre, que dependendo dos cálculos da engenharia, pode ficar na vertical ou inclinada, em função das tensões e profundidades envolvidas. Também nesse método, os tramos de 24m, 36m ou 48m são soldados e lançados com o deslocamento do navio, após as operações de inspeção, revestimentos das juntas e instalação dos anodos.

No método *Reel-Lay* os tramos, que variam de 800m a 1.200m são pré-fabricados e estocados em canteiro de terra, dotado de facilidades para atracação do navio de lançamento. Os tramos são soldados e carregados no carretel do navio de lançamento através de bobinamento (*spooling*). Após completar o bobinamento dos dutos ou trecho do duto, dependendo da dimensão e capacidade do carretel, o navio desloca-se para o local de instalação do duto.

Dependendo do comprimento do duto, o lançamento é feito em etapas: lançamento e abandono de um trecho, retorno ao canteiro para carregamento de novo trecho, viagem para a locação da extremidade do trecho abandonado, recuperação da extremidade do trecho abandonado e solda com a extremidade do trecho do carretel, continuação do lançamento e abandono parcial ou final.

Os PLET/PLEM serão lançados já instalados nas extremidades dos dutos rígidos pela embarcação instaladora do duto. Estas bases serão carregadas no navio de lançamento, com todos os certificados de fabricação e de testes de integridade, que deverão ser devidamente comprovados por uma entidade certificadora. Durante o trajeto para a locação, serão feitos testes funcionais para verificar se todas as funções operacionais estão atendendo as especificações de projeto. Na locação, o PLET/PLEM será posicionado na rampa de lançamento e conectado ao flange do duto. Após o teste de estanqueidade inicia-se o lançamento do PLET/PLEM, até seu assentamento final no solo submarino.

Antes das operações de lançamento, serão realizados levantamento de batimetria e características do solo da rota de lançamento, seguido de inspeção por ROV da embarcação.

O lançamento do oleoduto será iniciado no ponto de locação do PLET próximo à P-51, onde também será conectado um *riser* interligando a P-51. O lançamento será realizado



em direção à plataforma PRA-1 com o duto vazio sendo finalizado no fundo do *riser* desta plataforma, que funcionará como um recebedor e distribuidor.

O lançamento de cada gasoduto será iniciado no ponto de locação dos PLET's e PLEMs próximos à P-51 até os pontos finais de locação do escoamento.

Depois de finalizado o lançamento, realiza-se uma inspeção e registro da rota do duto. Caso sejam identificados vãos livres que possam ameaçar a estabilidade e integridade do duto, serão instalados sacos de cimento ou suportes mecânicos.

O lançamento do ILT será feito da mesma forma que o lançamento do PLET. Neste equipamento, as conexões das linhas flexíveis ao ILT serão feitas por um navio de lançamento de linhas flexíveis após a instalação do ILT.

## E.2. Equipamentos e Embarcações a serem Utilizadas na Atividade de Instalação

### a) Lançamento das Linhas de Fluxo do Processo

O lançamento das linhas de fluxo para poços de produção e de injeção de água será realizado por uma das seguintes embarcações: *Seaway Condor*, *Skandi Navica*, *Lochnagar*, *Sunrise* ou K-3000. Esse tipo de embarcação possui capacidade para estocagem de óleo lubrificante, óleo diesel e água de lastro, conforme apresentado no Quadro 2.4-9.

Quadro 2.4-9. Capacidade de estocagem das embarcações *Seaway Condor* e *Skandi Navica*

| EMBARCAÇÃO           | TANQUE            | VOLUME TOTAL (M <sup>3</sup> ) |
|----------------------|-------------------|--------------------------------|
| <i>Seaway Condor</i> | Óleo Diesel       | 1.397,5                        |
|                      | Óleo Lubrificante | 38                             |
|                      | Lastro            | 3.864                          |
| <i>Skandi Navica</i> | Óleo Diesel       | 2.683                          |
|                      | Óleo Lubrificante | 39                             |
|                      | Lastro            | 2.206                          |
| <i>Lochnagar</i>     | Óleo Diesel       | 852                            |
|                      | Óleo Lubrificante | 31,7                           |
|                      | Lastro            | 443                            |
| K-3000               | Óleo Diesel       | 900                            |
|                      | Óleo Lubrificante | -                              |
|                      | Lastro            | 2.266                          |

A *Sunrise 2000*, fabricada em 1984 e com comprimento total de 132 metros, possui capacidade para estocagem de 2.067 m<sup>3</sup> de óleo combustível e de 635 m<sup>3</sup> de água potável e é equipada com sistema de posicionamento dinâmico Cegelec DPS 903 e

sistemas de tensionadores lineares, especialmente projetados para suportar as cargas induzidas durante o lançamento das linhas.

Essa embarcação foi projetada para uma tripulação de 92 pessoas, acomodadas em 41 cabines, e conta ainda, com outros equipamentos auxiliares para as manobras de convés (guindastes e guinchos), inspeção submarina (ROV), medidores de correnteza/ventos e sistemas de posicionamento via satélite / hidroacústico / microondas e capacidade de carga para o lançamento simultâneo de até três linhas cheias d'água em uma lâmina de até 2.000 metros. O *Sunrise 2000* está equipado com 2 geradores diesel "Hanshin 6ELS 32RG" de 809 KW e 4 geradores diesel "NOHAB" de 1390 KW.

No Quadro a seguir são apresentadas as tripulações das embarcações utilizadas na atividade de instalação das linhas de fluxo do processo.

Quadro 2.4-10. Tripulação das embarcações de instalação das linhas de fluxo do processo.

| EMBARCAÇÃO           | TRIPULAÇÃO |
|----------------------|------------|
| <i>Seaway Condor</i> | 100        |
| <i>Sunrise</i>       | 92         |
| <i>Lochnagar</i>     | 70         |
| K 3.000              | 78         |
| <i>Skandinavica</i>  | 72         |

As demais embarcações são equipadas com sistema de posicionamento dinâmico, sistema de detecção de vazamento, medição e monitoramento, entre outros. As características da *Lochnagar*, *Seaway Condor* e *Skandi Navica* encontram-se apresentadas no Anexo 2-VI. Na Figura 2.4-18 (a) e (b) são ilustradas as embarcações *Skandi Navica* e *Seaway Condor*.



Figura 2.4-18. Fotos das embarcações (a) Skandi Navica e (b) Seaway Condor

A embarcação de lançamento terá uma base de apoio localizada em Vitória e Ubu (ES) que servirá para o carregamento das linhas flexíveis (*Seaway Condor*, *Sunrise*,

*Lochnagha* ou K-3000) e rígidas (*Skandi Navica*) respectivamente. Estas linhas serão entregues ao navio com todos os certificados de fabricação e teste da integridade de suas estruturas, devidamente comprovados por uma entidade certificadora.

#### b) Instalação das Estruturas Submarinas

As operações de lançamento das instalações submarinas de escoamento da produção (oleoduto e gasoduto), serão efetuadas pela embarcação *Skandi Navica*. O *Skandi Navica* lançará apenas os dutos rígidos de exportação de óleo e gás através do método *Reel*.

#### c) Instalação dos Sistemas de Ancoragem

A instalação do sistema de ancoragem do SS P-51 poderá ser realizada pelas embarcações *Maersk Boulder* e *Far Sailor*, apresentadas sucintamente a seguir.

A embarcação *Maersk Boulder*, construída em 1998 e com capacidade para 19 tripulantes, possui capacidade para estocagem de 1.000 m<sup>3</sup> de óleo diesel e 1.500 m<sup>3</sup> de água potável e é equipada com sistema de posicionamento dinâmico DGPS / HPR. A embarcação conta com 2 geradores diesel com potência de 400 KW, 2 geradores de eixo com potência de 2.500 KW, além de 1 guindaste. Em condições de plena carga, o consumo de óleo diesel da embarcação é de 72 ton/dia. Na Figura 2.4-19 são apresentadas fotos da embarcação *Maersk Boulder*.

A embarcação *Far Sailor*, apresentada na Figura 2.4-20, construída em 1997 e com capacidade para 17 tripulantes, é capacitada para a estocagem de 500 m<sup>3</sup> de óleo diesel e 700 m<sup>3</sup> de água potável. A embarcação é dotada de sistema de posicionamento dinâmico DGPS / HPR, 1 gerador diesel de 350 KW e 2 geradores de eixo de 1.860 KW. O consumo de óleo diesel em condições de plena carga é de 54 ton/dia.



Figura 2.4-19. Fotos da embarcação *Maersk Boulder*, que poderá ser utilizada na instalação do sistema de ancoragem em Marlim Sul.



Figura 2.4-20. Fotos da embarcação *Far Sailor*, que poderá ser utilizada na instalação do sistema de ancoragem em Marlim Sul.

### E.3. Testes de Estanqueidade

#### E.3.1. Linhas Flexíveis

Antes do procedimento de instalação das linhas, o qual somente ocorrerá após a ancoragem da P-51 na locação, serão realizados a bordo do navio lançador, testes hidrostáticos e pneumáticos nas linhas novas, usadas ou aquelas com danos relevantes. O procedimento consiste na pressurização das linhas, estabilização e manutenção da pressão, e despressurização da linha.

Serão realizados testes pneumáticos de vedação com nitrogênio, em todas as conexões intermediárias das linhas de coleta desde que providas de dispositivos para teste. O gás será injetado nos dispositivos especialmente projetados para esta finalidade, à pressão de 150 bar ou a máxima pressão de trabalho da linha (a que for menor), durante 5 minutos.

Havendo vazamento de nitrogênio no teste, a conexão será refeita com troca dos anéis de vedação e de teste (se houver anel especial de teste, hoje em desuso) acarretando novo teste pneumático de vedação.

Caso as conexões não tenham dispositivos para teste pneumático, ou não seja possível realizar o teste pneumático por qualquer outro motivo, deverá ser feito teste hidrostático por pressurização da linha até a pressão de projeto. Neste caso a verificação de estanqueidade se dará pela observação visual da conexão, não havendo a necessidade de se aguardar a estabilização da pressão.

A duração deverá ser de, no mínimo, 15 minutos a partir do instante em que a pressão de teste é atingida na unidade de bombeio. A pressurização deve ser feita a uma taxa não superior a 108 MPa/hora (180 bar/hora); a despressurização deve ser feita a uma taxa não superior a 108 MPa/hora.

Algumas linhas de coleta poderão, excepcionalmente, permanecer temporariamente abandonadas no leito do mar até que a UEP P-51 chegue ao seu ponto de locação. Neste

caso, de modo a preservar os seus interiores contra corrosão, tais linhas serão abandonadas contendo um fluido de preenchimento à base de água inibida cuja composição química está apresentada no Quadro 2.4-11.

Quadro 2.4-11. Informações sobre os produtos químicos a serem utilizados no teste hidrostático das linhas flexíveis.

| PRODUTO                  | DESCRIÇÃO  | CONCENTRAÇÃO UTILIZADA | NOME COMERCIAL       | FABRICANTE |
|--------------------------|--|------------------------|----------------------|------------|
| Microbiocida             | Glutaraldeído a 43,6% e sal quaternário de amônio a 7,6% | 300 ppm                | BULAB 6094 (BL-1212) | Buckman    |
| Seqüestrante de Oxigênio | Bissulfito de Sódio a 40%                                | 200 ppm                | (BULAB 9602)         | Buckman    |

O descarte deste fluido de preenchimento será realizado pelas instalações da UEP P-51, logo após as operações de *pull-in* das linhas à plataforma. Desta forma, o descarte do fluido será realizado na superfície do mar pelo tubo de despejo do sistema de tratamento de água produzida da P-51.

### E.3.2. Linhas Rígidas

Após o lançamento dos dutos, os mesmos serão testados hidrosticamente com a pressão de projeto, e posteriormente adotado um procedimento de limpeza, secagem (no caso dos gasodutos) com *pigs* de limpeza utilizando-se glicol ou ar seco, visando demonstrar a estanqueidade da linha, bem como das uniões flangeadas entre os *spools*, as válvulas e as bases estruturais (PLET/PLEM/ILT).

Para o pré-comissionamento e teste hidrostático, serão adotados os procedimentos descritos a seguir.

- **Gasodutos Rígidos**

- ✓ após a instalação completa dos gasodutos rígidos entre as bases estruturais, estes serão alagados com água salgada, através de abertura de válvulas por ROV;
- ✓ passagem de *pigs* de limpeza e calibração, bombeados com água e fluoresceína; o *pig* calibrador serve para verificar a integridade do duto, quanto a amassamentos e colapsos localizados;
- ✓ finalizada essa etapa, será iniciada a pressurização gradual do duto até a pressão de 4.500 psi, com monitoração e registro de temperatura, pressão e vazão de água, entre outros parâmetros necessários à análise e comprovação da efetividade deste teste;
- ✓ após o Teste Hidrostático, será realizado o descarte da água do interior dos dutos, no mar junto a P-51, através da passagem de *pigs* espuma, bombeados por ar seco;
- ✓ após a secagem, será feita a inertização do duto com N<sub>2</sub>.

Para o teste hidrostático, utilizar-se-á cerca de 600 m<sup>3</sup> e 1.200 m<sup>3</sup> de água aditivada com corante (Fluoresceína) para cada gasoduto (para P-40 e PLEM BR-01, respectivamente), na dosagem de 40 ppm. A ficha de segurança da fluoresceína foi apresentada ao IBAMA no Anexo 2-I do RAA.

- **Oleoduto Rígido**

- ✓ Após a instalação completa do oleoduto entre as bases estruturais, este será alagado com água salgada, através de abertura de válvulas por ROV;
- ✓ passagem de *pigs* de limpeza e calibração, bombeados com água inibida; o *pig* calibrador serve para verificar a integridade do duto, quanto a amassamentos e colapsos localizados;
- ✓ finalizada essa etapa, será iniciada a pressurização gradual do duto até a pressão de 4.500 psi, com monitoração e registro de temperatura, pressão e vazão de água, entre outros parâmetros necessários à análise e comprovação da efetividade deste teste;
- ✓ após o teste hidrostático, o duto será despressurizado permanecendo alagado por durante 12 meses no mínimo;
- ✓ Descarte da água inibida do interior do duto, no mar junto a plataforma PRA-1, através da passagem de *pigs* espuma, bombeados por ar seco. O fluxo será alinhado de modo a ser descartado na superfície do mar.

Para o teste hidrostático, utilizar-se-á cerca de 4.200 m<sup>3</sup> para DN=12". O duto P51/P38 será inundado com o volume previsto de 445 m<sup>3</sup>. Ainda temos a opção de mistura da água inibida com o óleo exportado, sem a necessidade de descarte de água inibida para completa inundação do duto cujos aditivos químicos que compõem este fluido de preenchimento estão apresentados no Quadro 2.4-12 abaixo.

Quadro 2.4-12. Informações sobre os produtos químicos a serem utilizados no teste hidrostático das linhas rígidas.

| PRODUTO                  | DESCRIÇÃO  | CONCENTRAÇÃO UTILIZADA | NOME COMERCIAL       | FABRICANTE |
|--------------------------|--|------------------------|----------------------|------------|
| Microbiocida             | Glutaraldeído a 43,6% e sal quaternário de amônio a 7,6% | 300 ppm                | BULAB 6094 (BL-1212) | Buckman    |
| Seqüestrante de Oxigênio | Bissulfito de Sódio a 40%                                | 200 ppm                | (BULAB 9602)         | Buckman    |
| Corante                  | Solução de Fluoresceína a 20%                            | 40 ppm                 | -                    | -          |

## F. Curvas de Produção

Neste item, serão apresentadas as curvas de produção de óleo, gás e água previstas para o período de desenvolvimento do campo de Marlim Sul.

### F.1 Óleo

O Quadro 2.4-13 apresenta a produção média diária de óleo estimada para o Módulo 2 do campo de Marlim Sul no período de exploração de 2008 a 2025 e a Figura 2.4-21 apresenta as curvas potenciais de produção (média e acumuladas previstas).

Quadro 2.4-13. Produção diária prevista de óleo estimada para Módulo 2 de Marlim Sul

| ANO  | Óleo (m <sup>3</sup> /dia) | ANO  | Óleo (m <sup>3</sup> /dia) |
|------|----------------------------|------|----------------------------|
| 2008 | 20.374                     | 2018 | 7.388                      |
| 2009 | 28.822                     | 2019 | 6.451                      |
| 2010 | 28.488                     | 2020 | 5.655                      |
| 2011 | 27.807                     | 2021 | 4.993                      |
| 2012 | 23.094                     | 2022 | 4.492                      |
| 2013 | 19.936                     | 2023 | 3.838                      |
| 2014 | 16.782                     | 2024 | 3.506                      |
| 2015 | 13.329                     | 2025 | 3.220                      |
| 2016 | 10.576                     | -    | -                          |
| 2017 | 8.667                      | -    | -                          |

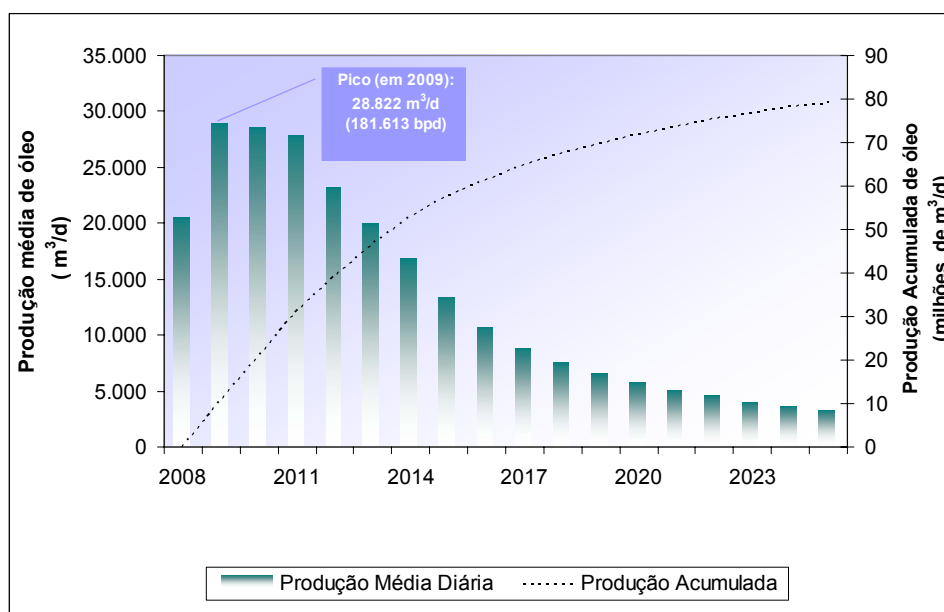


Figura 2.4-21. Curva prevista de produção de óleo ao longo de 18 anos de desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Marlim Sul

De acordo com o apresentado, verifica-se que a produção máxima prevista de óleo, cerca de 28.882 m<sup>3</sup> / dia, ocorrerá em meados de 2009, decrescendo de forma não-linear até um valor de 3.220 m<sup>3</sup> / dia, ao final do período de desenvolvimento do módulo.

## F.2. Gás

O projeto de desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Marlim Sul prevê a exportação do gás separado do óleo, além de sua utilização, no consumo interno para geração de energia, na injeção como gás *lift* e uma pequena queima no *flare*. A previsão de produção, consumo e distribuição é apresentada no Quadro 2.4-14, a seguir, e ilustrada na Figura 2.4-22.

Quadro 2.4-14. Produção diária de gás estimada para o Módulo 2 (P-51) em mil m<sup>3</sup>/dia.

| Ano  | Produzido | Consumido | Queimado | Exportado | Gás Lift |
|------|-----------|-----------|----------|-----------|----------|
| 2008 | 2.572     | 488       | 129      | 1.955     | 182      |
| 2009 | 2.927     | 556       | 146      | 2.225     | 164      |
| 2010 | 2.663     | 506       | 133      | 2.024     | 163      |
| 2011 | 2.511     | 487       | 126      | 1.898     | 180      |
| 2012 | 2.160     | 477       | 108      | 1.575     | 797      |
| 2013 | 1.823     | 384       | 91       | 1.348     | 1.526    |
| 2014 | 1.475     | 320       | 74       | 1.081     | 2.126    |
| 2015 | 1.162     | 281       | 58       | 823       | 2.062    |
| 2016 | 937       | 244       | 47       | 646       | 1.995    |
| 2017 | 773       | 221       | 39       | 513       | 1.935    |
| 2018 | 663       | 239       | 33       | 390       | 1.902    |
| 2019 | 582       | 219       | 29       | 333       | 1.862    |
| 2020 | 510       | 175       | 26       | 309       | 1.799    |
| 2021 | 451       | 161       | 23       | 267       | 1.730    |
| 2022 | 409       | 157       | 20       | 232       | 1.675    |
| 2023 | 356       | 150       | 18       | 188       | 1.589    |
| 2024 | 321       | 146       | 16       | 159       | 1.334    |
| 2025 | 296       | 136       | 15       | 145       | 1.387    |

Fonte: PETROBRAS



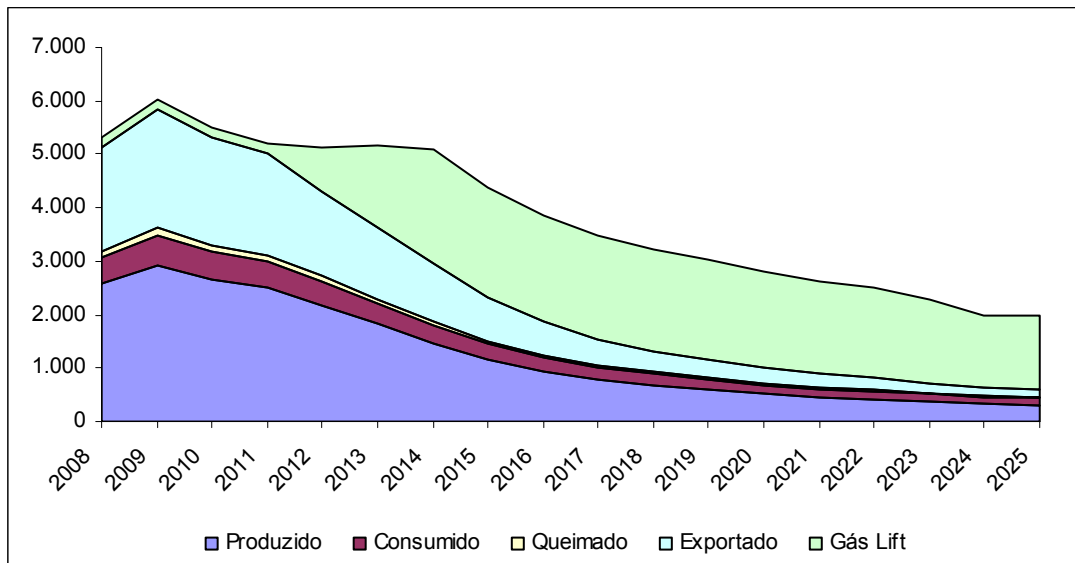


Figura 2.4-22. Curva de Produção de Gás e seus fins (exportação, consumo interno, queimado e produzido) estimados no período de desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Marlim Sul

### F.3. Água Produzida

O Quadro 2.4-15 apresenta a estimativa de água produzida durante o desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Marlim Sul. Conforme pode ser observado na Figura 2.4-23, o volume de água produzida aumenta gradativamente, de acordo com as atividades de exploração de hidrocarbonetos até meados de 2022, quando atinge um pico de 21.843 m<sup>3</sup>/d. A água produzida será lançada ao mar após devido tratamento de acordo com os padrões estabelecidos na legislação pertinente (Resolução CONAMA n° 357/2005), conforme descrito no item 2.4 K.

Quadro 2.4-15. Produção diária de Água estimada para o Módulo 2 do campo de Marlim Sul.

| ANO  | Água (m <sup>3</sup> /dia) | ANO  | Água (m <sup>3</sup> /dia) |
|------|----------------------------|------|----------------------------|
| 2008 | 3                          | 2017 | 18.719                     |
| 2009 | 27                         | 2018 | 19.315                     |
| 2010 | 1.108                      | 2019 | 20.214                     |
| 2011 | 3.624                      | 2020 | 20.732                     |
| 2012 | 8.038                      | 2021 | 21.117                     |
| 2013 | 11.722                     | 2022 | 21.843                     |
| 2014 | 14.786                     | 2023 | 20.054                     |
| 2015 | 16.295                     | 2024 | 20.432                     |
| 2016 | 17.739                     | 2025 | 20.858                     |

Fonte: PETROBRAS

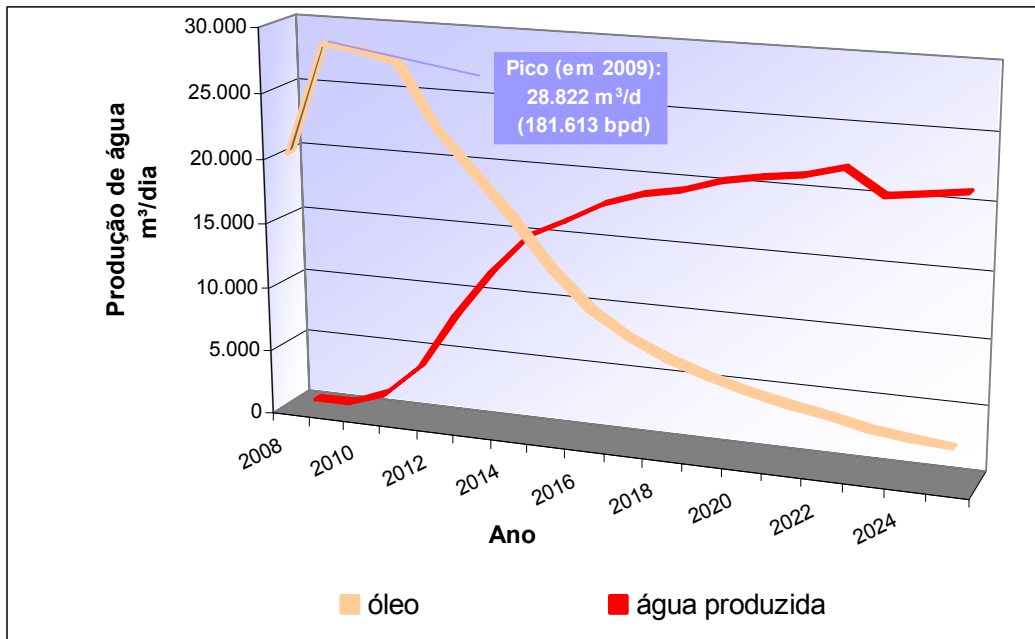


Figura 2.4-23. Curva de produção de Água ao longo do período de desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Marlim Sul.

#### F.4. Água de Injeção

Conforme apresentado na descrição geral deste empreendimento (item 2.4 A), será injetada água a partir de poços a fim de evitar que a pressão dos fluidos do reservatório caia abaixo da pressão de saturação. A água do mar será utilizada, após ser devidamente tratada.

Conforme pode ser verificado, no Quadro 2.4-16 e na Figura 2.4-24, o pico de injeção de água ocorrerá em 2011, sendo cerca de 38.311 m<sup>3</sup>/dia. Após este pico, verifica-se uma injeção média de 31326 m<sup>3</sup>/dia de água por dia até o final do período de desenvolvimento do campo.

Quadro 2.4-16. Injeção diária de água estimada para o Módulo 2 do campo de Marlim Sul.

| ANO  | Água (m <sup>3</sup> /dia) | ANO  | Água (m <sup>3</sup> /dia) |
|------|----------------------------|------|----------------------------|
| 2008 | 27.697                     | 2017 | 29.958                     |
| 2009 | 38.082                     | 2018 | 28.987                     |
| 2010 | 37.091                     | 2019 | 28.743                     |
| 2011 | 38.311                     | 2020 | 28.288                     |
| 2012 | 36.784                     | 2021 | 27.865                     |
| 2013 | 37.040                     | 2022 | 27.966                     |
| 2014 | 36.316                     | 2023 | 25.286                     |
| 2015 | 33.291                     | 2024 | 25.650                     |
| 2016 | 31.370                     | 2025 | 25.134                     |

Fonte: PETROBRAS

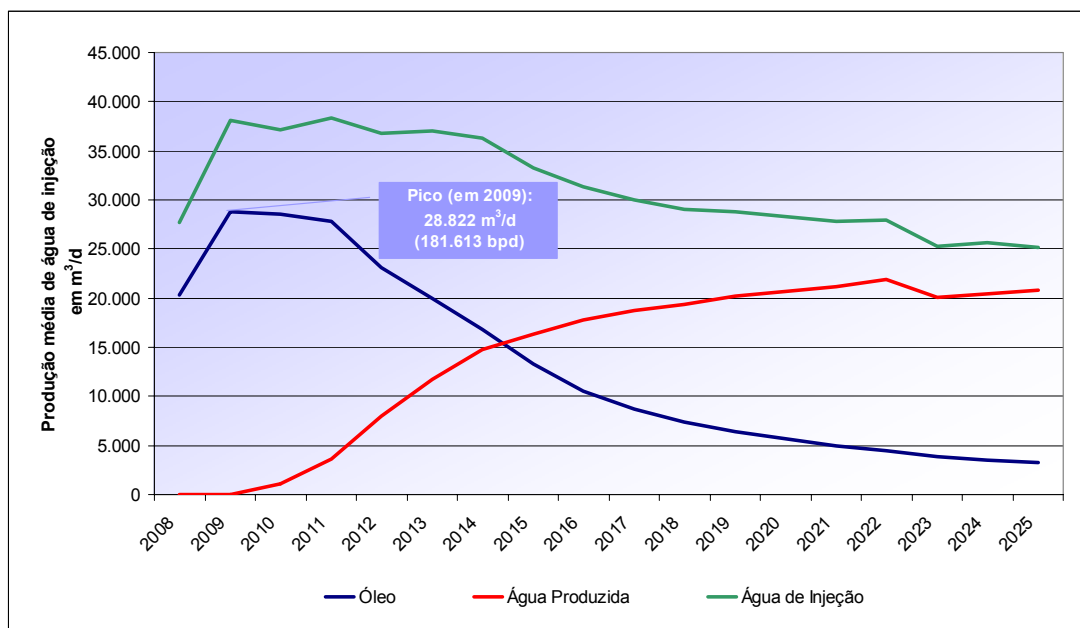


Figura 2.4-24. Curva de injeção de Água ao longo do período de desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Marlim Sul

## G. Caracterização das Substâncias Passíveis de Descarga

Neste item, será apresentada a caracterização física, química e toxicológica das substâncias passíveis de descarga durante a instalação e operação da plataforma P-51, no campo de Marlim Sul.

### G.1. Água Produzida

#### **Considerações Gerais sobre Água Produzida**

Durante a produção de gás e óleo é comum o aparecimento de água. Esta pode ser proveniente do aquífero localizado numa zona inferior da formação produtora (reservatório) ou, então, do mecanismo de recuperação secundária por injeção de água, necessário, muitas vezes, para manter as condições de pressão na rocha do reservatório (Ramalho, 2002), conforme previsto para Marlim Sul. A água produzida é o principal efluente gerado nas atividades de produção de petróleo e gás *offshore*, sendo oriunda do composto trifásico (gás, óleo e água), obtido durante o processo de recuperação do reservatório. Em águas profundas, este efluente é descartado ao mar, após tratamento adequado, de acordo com a legislação pertinente.

A água produzida inclui a água de injeção empregada na recuperação secundária e manutenção da pressão do reservatório, a água de formação (ou aquífero, gerada no reservatório junto com o óleo em condições de alta pressão e temperatura), além dos produtos químicos utilizados tanto no poço (principalmente anti-corrosivos e biocidas), quanto na água de injeção e no processo de separação água/óleo (desemulsificantes).

A quantidade de água produzida dependerá das características dos mecanismos naturais ou artificiais de produção, e da composição específica das rochas de cada reservatório. A água de formação, proveniente do reservatório, é caracterizada pela sua alta salinidade, comumente com altos teores de cloreto.

No campo de Marlim Sul, o fluido oriundo do reservatório será separado e destinado às plantas de tratamento específicas a bordo da P-51, sendo a água produzida tratada, a fim de garantir o descarte sem gerar interferências no ambiente, de acordo com o previsto na legislação pertinente.

Em termos de regulamentação, no Brasil aplica-se a Resolução CONAMA N° 357 DE 2005, que trata do descarte de efluentes de fontes poluidoras em águas interiores e marinhas. Segundo esta resolução, para ser lançado direta ou indiretamente em um corpo d'água, todo resíduo deve apresentar concentração de óleo igual ou inferior a 20 ppm e temperatura inferior a 40°C. Por outro lado, não existe uma regulamentação específica para o descarte de água produzida em operações *offshore* no mar territorial brasileiro.

Nos Estados Unidos, a EPA (*Environmental Protection Agency* - Agência de Proteção Ambiental) promulgou o *Clean Water Act* (CWA) ou Ato da Água Limpa, tendo como objetivo restaurar e manter a integridade química, física e biológica das águas superficiais americanas, tanto interiores quanto marinhas. Este órgão elaborou o NPDES (*National Pollutant Discharge Elimination System* - Sistema Nacional de Descarte e Eliminação de Poluentes), que controla o descarte direto de resíduos em águas navegáveis, através de limites estabelecidos pela melhor tecnologia disponível (BAT – *Best Available Technology*) e em parâmetros da qualidade de água, requerendo o monitoramento do poluente.

Desta forma, a EPA regulamentou o descarte da água produzida na região da plataforma continental externa dos EUA (até 200 m.n.) através de NPDES setoriais, destacando-se a GMG 290000 (1997), para o Golfo do México, especificamente Texas e Louisiana, e CAG 28000 (2000), aplicado ao estado da Califórnia. Os parâmetros considerados na regulamentação do descarte são: teor de óleo presente na água; concentração de químicos utilizados no processo de produção/processamento do óleo; e toxicidade aguda da água. A regulamentação visa excluir a possibilidade de impactos ambientais significativos decorrentes do descarte do efluente.

Nos NPDES, a EPA estabelece que a quantidade máxima de água produzida autorizada para descarte será diretamente proporcional ao grau de diluição do oceano receptor. Observa-se que os principais fatores oceanográficos que determinam o grau de diluição são a lâmina d' água e o hidrodinamismo (regime de correntes local). Desta forma, regiões de grandes profundidades e de grande dinamismo são favoráveis ao descarte da água produzida, não gerando conseqüências deletérias ao ambiente.

O principal aspecto ambiental relativo ao descarte da água produzida é a concentração de óleo, presente na água mesmo após passagem pelos sistemas de separação óleo/água, hidrociclones e flotores. A EPA estabelece que a concentração média mensal de óleo na água descartada em operações *offshore* deve ser inferior a 29 ppm de óleo na água, permitindo episódios diários de no máximo 42 ppm. Estes limites foram promulgados considerando a BAT (*Best Available Technology* - Melhor Tecnologia Disponível) estabelecida para instalações *offshore* (EPA 40 CFR 435.13).

De uma forma geral, a tecnologia atualmente empregada no tratamento da água produzida visa remover hidrocarbonetos, substâncias hidrofóbicas e partículas em suspensão e adsorvidas ao óleo (EPCON, 2001), podendo remover poluentes orgânicos prioritários (p.ex., fenóis e ácidos orgânicos), químicos nocivos (BTEX e HPAs), elementos radioativos e metais pesados (principalmente o Zn e Hg).

A Convenção Oslo–Paris (OSPAR) definiu a concentração média mensal de 40ppm como o máximo permitido para descarte *offshore* (UKOOA, 1999), de forma a preservar o ambiente oceânico. Entretanto, a UKOOA (*United Kingdom Offshore Operators Association*) ressalta que o limite de 40 ppm foi determinado de acordo com as limitações técnicas e não apenas considerando as exigências ambientais, valor que pode ser redimensionado de acordo com as inovações tecnológicas no sistema de tratamento óleo/água. Assim sendo, em 2001 a OSPAR recomendou a implementação do limite de 30ppm como meta a ser obtido até 2006 (EPCON, 2001). Observa-se que a eficiência do tratamento da água produzida está relacionada diretamente aos volumes envolvidos e às características químicas do óleo produzido.

Na Noruega, a OLF (*Oil Industries Association – Associação das Indústrias de Petróleo*) promulgou a política de desenvolvimento sustentável a ser executada no país. Esta política encontra-se baseada, principalmente, na política de zero de descarga, ou seja, na redução contínua de poluentes tendo como meta alcançar a inexistência de danos ambientais.

Ressalta-se que os valores adotados pela EPA e pela OSPAR para descarte da água produzida são menos conservadores do que o limite de 20 ppm estabelecido pela Resolução CONAMA N° 357/2005, embora esta última não trate especificamente do descarte de água produzida *offshore*.

De acordo com a MARPOL, qualquer navio superior a 10.000 toneladas deve possuir sistema de filtração e monitoramento constante do descarte de resíduos que possam conter óleo, a fim de interromper o processo de descarte quando a concentração de óleo no efluente ultrapassar 15 ppm (IMO, 1997). Entretanto, a MARPOL não estabelece nenhum critério de tratamento e/ou monitoramento de água produzida em atividades *offshore* e nem os limites adequados para descarte.

A PETROBRAS/CENPES vem desenvolvendo estudos que visam avaliar os fatores operacionais ou de projeto que possam vir a gerar não conformidades em relação a concentração máxima de óleo na água produzida de acordo com a Resolução CONAMA N° 357/2005. No trabalho de Júnior *et al.* (2001), foram identificados e avaliados os parâmetros de qualidade do efluente, bem como a influência dos parâmetros de processo sobre a qualidade da água produzida. O principal objetivo deste estudo foi propor modificações a serem implementadas no processo de produção como, por exemplo, a substituição de desgaseificadores por flotores na planta de tratamento da água.

Diversos estudos têm demonstrado que o descarte da água produzida em águas profundas e ultra-profundas, principalmente na área da Bacia de Campos onde há movimentação hidrodinâmica causada por grandes correntes marinhas, não gera efeitos representativos no ambiente, devido à rápida diluição após seu lançamento (GESAMP, 1993; EPCON, 2000; EPCON, 2001).

De acordo com a Chevron (1997), o poder de diluição do oceano receptor é muito grande, sendo a descarga diluída para 1:50 a 100m do ponto de descarte. Esta mistura é função do volume, temperatura e densidade da água descartada, além da profundidade e do dinamismo das massas d' água do local.

Segundo a GESAMP (1993), a composição química e o grau de diluição da água produzida fazem com que o impacto da água descartada seja significativo apenas em áreas continentais, não sendo representativo em águas oceânicas. Esta avaliação é corroborada por Thomas *et al.* (2001), que sugere que a descarga contínua de água produzida não causa danos consideráveis ao ambiente marinho, desde que o sistema de descarte garanta uma diluição rápida e efetiva do efluente.

Apesar de bastante estudada, principalmente em regiões situadas no Mar do Norte e no Golfo do México, ainda não existe um parecer consensual sobre a questão da água produzida. Todavia, os resultados obtidos evidenciam que o descarte contínuo da água produzida não causa danos sensíveis ao meio marinho, desde que o sistema de descarte atenda às especificações de projeto necessárias para a dispersão do efluente.

### Água Produzida de Marlim Sul

O projeto de produção da P-51 em Marlim Sul prevê a produção de água desde o início das atividades de produção, com previsão de uma vazão máxima de 21.843 m<sup>3</sup>/d por volta do ano de 2022, de acordo com o apresentado no item 2.4-F. Uma análise da curva de produção da água (Figura 2.4-23) mostra que, nos dois primeiros anos de produção, os poços irão produzir relativamente pouca água, com o volume aumentando gradativamente, de forma linear até o ano de 2020, quando o volume começa a oscilar, apresentando declínios seguidos de aumentos.

A região do campo de Marlim Sul apresenta características oceânicas tipicamente tropicais, onde a temperatura da camada superficial do oceano é em torno de 25 °C e as correntes superficiais apresentam valores médios de 1 m.s<sup>-1</sup> (valor médio da Corrente do Brasil, conforme o Diagnóstico Ambiental), o que favorece a rápida dispersão e biodegradação do efluente descartado. Para avaliar a dispersão da água produzida descartada pela P-51, foi realizada uma modelagem matemática apresentada no capítulo 5 do RAA apresentado ao IBAMA, onde foi avaliado o impacto do descarte da água no ambiente oceânico local. Outra característica importante que favorece a rápida dispersão do efluente é a grande lâmina d'água local (cerca de 1.300m).

Durante a produção de óleo e gás em Marlim Sul, toda a água será tratada, por separação gravimétrica e através de flotador e hidrociclone, para redução da concentração de óleo, sendo descartada ao mar com no máximo 20 ppm e 40 °C de temperatura, em atendimento à Resolução CONAMA Nº 357/2005.

A seguir encontram-se resumidas as principais características da água produzida do campo de Marlim Sul (Quadro 2.4-17). A caracterização da água produzida foi feita com base na análise do descarte de P-40 e representa a média mensal para janeiro de 2004. O laudo com os resultados obtidos encontra-se apresentado no Anexo 2-VII.

Quadro 2.4-17. Características da Água Produzida em Marlim Sul.

| Metais (ICP-MS)   | µg/L (ppb)        |
|-------------------|-------------------|
| Cádmio            | < 2               |
| Cromo             | < 02              |
| Cobre             | 4                 |
| Níquel            | 16                |
| Arsênio           | < 2,0             |
| Ferro             | 0,19              |
| Mercurio          | 3                 |
| Chumbo            | < 2               |
| Zinco             | 5                 |
| Vanádio           | < 01              |
| Manganês          | 210               |
| <b>Densidade</b>  | <b>20/4°C</b>     |
| Densitometria     | 1,0383            |
| <b>Sulfeto</b>    | <b>mg/L (ppm)</b> |
| Volumetria        | 6,5               |
| <b>Salinidade</b> | <b>mg NaCl/L</b>  |
| Volumetria        | 50706             |

## Água de Formação

A água de formação extraída de reservatórios mantém grande afinidade com as formações de onde provêm (Thomas *et al.*, 2001), apresentando elevado teor de sais dissolvidos, sódio e cálcio, assim como valores um pouco elevados de bário, magnésio e estrôncio. A quantidade de água de formação depende da porosidade do reservatório e sua mobilidade está diretamente relacionada ao grau de saturação definido pela rocha e pelos tipos de fluidos presentes no reservatório.

O Quadro 2.4-18 a seguir, apresenta as características da água de formação do reservatório de Marlim Sul coletadas em dois poços do campo, tendo sido realizadas quatro amostragens em diferentes profundidades para o poço **B5-I8H** e três para o poço **B5-I13H** :

Quadro 2.4-18. Parâmetros (mg/L) da água de formação do reservatório de Marlim Sul.

| PARÂMETRO                                   | POÇO B5-I8H |         |         |         | POÇO B5-I13H |        |        |
|---|-------------|---------|---------|---------|--------------|--------|--------|
|   | 10088AA     | 14052AA | 14265AA | 10127AA | 7783QA       | 7786QA | 6761MA |
| Bário                                       | 59          | 66      | 59      | 64      | 63           | 62     | 66     |
| Cálcio                                      | 1048        | 1045    | 1043    | 1030    | 1587         | 1577   | 1588   |
| Estrôncio                                   | 198         | 196     | 198     | 197     | 242          | 243    | 242    |
| Magnésio                                    | 338         | 335     | 334     | 332     | 409          | 408    | 410    |
| Sódio                                       | 18777       | 18765   | 18803   | 18540   | 18907        | 19296  | 19363  |
| Salinidade                                  | 54950       | 53790   | 55280   | 54950   | 57920        | 58410  | 57590  |
| Potássio                                    | 123         | 111     | 108     | 102     | 89           | 90     | 93     |
| Ferro                                       | 5,6         | 9       | 5,1     | 12      | 10           | 10     | 3,5    |
| Cloreto                                     | 33.000      | 32.600  | 33.500  | 33.300  | 35.100       | 35.400 | 34.900 |
| Bicarbonato (HCO <sub>3</sub> )             | 350         | 385     | 362     | 361     | 166          | 175    | 190    |
| Sulfato (SO <sub>4</sub> )                  | 4,8         | 11,2    | 4,8     | 8,3     | 3,6          | 4,7    | 6,9    |
| Acetato (CH <sub>3</sub> COO <sup>-</sup> ) | 5           | 3       | 6       | 7       | 5            | 6      | 7      |
| Formiato (HCOO <sup>-</sup> )               | <1          | <1      | 1,2     | 1,4     | 2,8          | 2,6    | 2,4    |
| Brometo                                     | 107         | 104     | 108     | 100     | 102          | 94     | 99     |
| pH (a 25°C)                                 | 7,3         | 7,4     | 7,4     | 7,3     | 7,2          | 7,5    | 7,5    |
| Profundidade de amostragem (m)              | 3024        | 3024    | 3048    | 3048    | 3560         | 3560   | 3560   |

Fonte: PETROBRAS

OBS: Não foi identificada a presença de H<sub>2</sub>S e bactérias na amostra analisada.

A partir dos resultados encontrados, destacam-se os elevados valores de Sódio (18765-19363 mg/L), Cálcio (1030-1588 mg/L), Estrôncio (196-243 mg/L), Magnésio (332-410 mg/L) e cloretos (32600-35400 mg/L) o que corrobora com o apresentado por Thomas *et al.*, (2001). Foram detectados também teores de Ferro (< 12 mg/L), Bário (66mg/L), Potássio (<123 mg/L) e Brometo (<108 mg/L). Outro aspecto importante é a alta salinidade da água de formação (>53).

Observa-se que o pH da água de formação (~7,3), é um pouco inferior ao comumente encontrado em águas oceânicas, geralmente em torno de 8 (Niencheski *et al.*, 1999).

## Água de Injeção

A água a ser utilizada nos poços de injeção para recuperação secundária do reservatório é a própria água oceânica da região de Marlim Sul, cujas características estão sintetizadas no Quadro 2.4-19, elaborado a partir informações do campo de Bijupirá, típico da região oceânica tropical da Bacia de Campos. Um maior detalhamento das condições oceanográficas do campo de Marlim Sul é apresentada no Diagnóstico Ambiental (Capítulo 5 deste documento).



Quadro 2.4-19. Características da água oceânica de injeção.

| PARÂMETRO                     | CONCENTRAÇÃO (mg/L) |
|-------------------------------|---------------------|
| Na <sup>+</sup>               | 11540               |
| K <sup>+</sup>                | 400                 |
| Ca <sup>++</sup>              | 407                 |
| Mg <sup>++</sup>              | 1440                |
| Fe <sup>+++</sup>             | 1                   |
| Ba <sup>++</sup>              | 1                   |
| Sr <sup>+</sup>               | 7                   |
| Salinidade                    | 35443               |
| CaCO <sub>3</sub>             | 6945                |
| pH                            | 8,19                |
| Cl <sup>-</sup>               | 21500               |
| SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>  | 2780                |
| HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> | 112                 |
| CO <sub>3</sub> <sup>-</sup>  | 15                  |
| I                             | 5                   |
| Br                            | 61                  |
| OH <sup>-</sup>               | 0                   |
| NO <sub>3</sub>               | 10                  |
| Total de Sólidos Dissolvidos  | 38297               |
| Densidade                     | 1,0273              |
| Resistividade                 | 0,23                |

Fonte: HABTEC, 2001

Dentre os parâmetros citados, destaca-se a alta salinidade da água de formação (>53), quando comparada com a água do mar oceânica (35,4). Entretanto, devido ao poder de diluição e a imensidão do corpo d'água receptor, a água a ser descartada não deverá acarretar nenhuma alteração significativa na salinidade local.

Após a sua captação no oceano, a água a ser injetada sofrerá um tratamento com biocidas e sequestrante de oxigênio, a fim de reduzir os níveis de O<sub>2</sub> a 40 ppb, evitando assim a ação de bactérias aeróbicas e anaeróbicas que poderiam prejudicar o reservatório. Além disto, a água passará por um sistema de filtração com porosidade de 5 µm, a fim de eliminar possíveis partículas em suspensão na água.

No Módulo do Marlim Sul, o sistema de injeção de água está dimensionado para uma vazão máxima de 45.000 m<sup>3</sup>/dia, de acordo com o apresentado no item 2.4.C. Observa-se que a injeção de água será feita dentro da zona de óleo, através dos poços de injeção a partir do primeiro ano de produção. Desta forma, a quantidade de água produzida

umenta gradativamente ao longo da produção do campo, como mencionado anteriormente (item 2.4F).

## Toxicidade da Água Produzida

Os testes de toxicidade efetuados na água produzida têm como principal objetivo avaliar o teor tóxico do efluente a ser descartado de maneira a controlar o seu efeito no ambiente (EPA, 2001).

Normalmente são testadas as toxicidades aguda e crônica em um determinado organismo sob ação do poluente. Além dos testes de toxicidade crônica, que avaliam o efeito subletal do poluente no organismo, serem mais aplicáveis (uma vez que a água produzida é descartada continuamente), de acordo com a EPA, os testes agudos muitas vezes não apresentam efeitos observáveis durante a realização dos testes.

Os produtos químicos utilizados durante a produção e presentes na água produzida são rapidamente diluídos quando descartados ao mar, principalmente considerando as condições oceanográficas da Bacia de Campos. No Mar do Norte, onde o dinamismo é bastante acentuado, alguns autores consideram a toxicidade um fator pouco representativo (Palm & Rostock, 1996).

De acordo com Holdway (2002), devido à grande variabilidade de químicos utilizados no processo de produção, bem como as diferentes concentrações dos componentes presentes na água produzida, torna-se difícil definir a potencial toxicidade do efluente. Entretanto, estudos realizados em diferentes regiões demonstram uma toxicidade aguda relativamente baixa, variando a Concentração Letal (CL<sub>50</sub>) de 5 a 50%, estando concentrada apenas na camada de mistura da região ao redor da unidade de produção (Quadro 2.4-20). Adicionalmente, este autor reforça a necessidade da realização de ensaios agudo e crônico com diferentes organismos marinhos.

Quadro 2.4-20. Toxicidade aguda da água produzida em campos do mundo.

| ORGANISMO TESTADO                           | LOCAL                        | CL 50(% DE ÁGUA) |
|---|------------------------------|------------------|
| <i>Vibrio fisheri</i> (Bactéria - Microtox) | Bass Strait, Austrália       | 7,09 %           |
| <i>Vibrio fisheri</i> (Bactéria - Microtox) | Gullfaks, Mar do Norte       | 7,18%            |
| <i>Artemia salina</i> (microcrustáceo)      | Bass Strait, Austrália       | 58,8%            |
| <i>Mysidopsis bahia</i> (microcrustáceo)    | Golfo do México              | 10,05%           |
| <i>Mysidopsis bahia</i> (microcrustáceo)    | Mar de Java Oeste, Indonesia | 55%              |
| <i>Skeletonema costatum</i> (microalga)     | Gullfaks, Mar do Norte       | 27,6%            |
| <i>Cyprinodon variegatus</i> (peixe)        | Golfo do México              | 21,55%           |

Fonte: Holdway, 2002 (modificado).

De acordo com o sugerido pela própria EPA (2001), deve-se avaliar o efluente como um todo, a fim de apreciar o efeito sinérgico dos diferentes componentes presentes na água de formação, no óleo e na própria água do mar natural utilizada na injeção dos poços.

Desta forma, não é possível a realização de ensaios de toxicidade durante o processo de licenciamento da atividade. Por outro lado, tais ensaios serão realizados de acordo com o descrito no Projeto de Monitoramento Ambiental (item 7.2), a ser implementado no início das atividades de produção do campo de Marlim Sul. Desta forma, a caracterização química, físico-química e toxicológica da água produzida será realizada assim que a UEP P-51 começar a produzir água, por volta do ano de 2010.

Considerando as características oceanográficas da região do campo (águas ultra-profundas e com regime hidrodinâmico bem definido), que garantem rápida dispersão da água produzida (como evidenciado na modelagem apresentada no capítulo 5 do RAA apresentado ao IBAMA), assim como a eficiência do tratamento da água a bordo previsto para a P-51, a toxicidade do efluente deverá ser pouco representativa.

## G.2. Óleo Produzido

Para a caracterização do óleo do reservatório de Marlim Sul, amostras de óleo coletadas no FSO P-38 foram analisadas, sendo os resultados apresentados no quadro a seguir:

Quadro 2.4-21. Características do óleo de Marlim Sul.

| PARÂMETRO  |        |
|--|--------|
| Ponto de Fluidez (°C)                                | -39    |
| Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais (°C) | 7,3    |
| Pressão de Vapor (KPa)                               | 28,5   |
| Densidade específica a 20/4°C (g/cm <sup>3</sup> )   | 0,9134 |
| Viscosidade (mm <sup>2</sup> /s) a 20°C              | 129    |
| ° API  | 22,8   |
| Teor de parafinas (%)                                | 1,37   |
| Níquel (mg/Kg)                                       | 16     |
| Vanádio (mg/Kg)                                      | 19     |
| Água e Sedimentos (% v/v)                            | <0,05  |
| Teor de Asfaltenos (%)                               | 2,1    |

Fonte: PETROBRAS

A composição do óleo de Marlim Sul é apresentada no quadro a seguir:

Quadro 2.4-22. Composição do óleo de Marlim Sul – P-38.

| COMPONENTE | % DO TOTAL |
|------------|------------|
| Saturados  | 45         |
| Aromáticos | 30,6       |
| Resinas    | 22,5       |
| Asfaltenos | 1,9        |

Fonte: PETROBRAS

Com base nas informações apresentadas, e seguindo a Portaria ANP N° 09 (21 de janeiro 2000), o óleo a ser produzido é classificado como mediano. Segundo Thomas *et al.*, (2001), o tipo de óleo comumente encontrado na Bacia de Campos é composto principalmente por parafinas (de 50-70% do total) e naftênicos (> 20%), sendo sua densidade e viscosidade maior do que aquela dos óleos mais leves.

### Toxicidade da Fração Hidrossolúvel (FSH) do Óleo Produzido em Marlim Sul

O óleo produzido é uma mistura complexa de hidrocarbonetos e outros compostos de solubilidades distintas. Desta forma, um determinado componente no óleo pode afetar a solubilidade de outro, ou seja, existe um efeito sinérgico de cada componente em relação à solubilidade final do óleo.

A solubilidade de hidrocarbonetos na água está indiretamente relacionada com seu tamanho molecular. Quanto menor for a molécula de um hidrocarboneto, maior sua solubilidade em água. Assim sendo, hidrocarbonetos aromáticos como o benzeno e o tolueno são reconhecidos como mais solúveis do que hidrocarbonetos alifáticos como as parafinas (GESAMP, 1993). O benzeno e o tolueno representam de 70 a 85% do total de aromáticos dissolvidos em um óleo cru. Quando hidrocarbonetos aromáticos são descartados no mar, a concentração elevada de sais na água do mar favorece a sua solubilidade (EPCON, 2001).

Outro aspecto que deve ser lembrado é a rápida degradação bacteriana dos componentes orgânicos solúveis do óleo. De acordo com a GESAMP (1993), existem cerca de 25 gêneros de fungos e bactérias degradadoras de óleo, cuja eficiência na degradação deste será função da composição e características físicas do óleo, que irão influenciar a “quebra” das moléculas de hidrocarbonetos, bem como será condicionada pelas características ambientais locais.

A PETROBRAS realizou testes de toxicidade aguda com o misidáceo *Mysidopsis juniae* e de toxicidade crônica com o estágio larval do ouriço *Lytechinus variegatus*, utilizando a fração hidrossolúvel (FSH) uma mistura do óleo dos oleodutos A e B da P-40, que está sendo operada em Marlim Sul.

O teste de toxicidade aguda seguiu a metodologia descrita em CETESB (1992), modificada, sendo os testes realizados em sistema estático por 96 horas, quando foram avaliados os efeitos sobre a sobrevivência dos misidáceos com leituras a cada 24 horas do teste. A fração solúvel do óleo em água (FSA – 1:9 v/v), foi preparada de acordo com o protocolo descrito em Anderson *et al.* (1974), sendo testadas as seguintes diluições: 0,1; 1; 5; 10; 30; 50 e 70% da fração inicial do óleo.

O quadro a seguir apresenta um resumo dos resultados obtidos. O laudo completo do teste foi apresentado no Anexo 2-II do RAA encaminhado ao IBAMA.

Quadro 2.4-23. Resultados dos testes de toxicidade aguda da fração hidrossolúvel (FHS) do óleo com o misidáceo *Mysidopsis juniae*.

| PARÂMETROS                | RESULTADOS                |
|---------------------------|---------------------------|
| CL50 (96H)                | 24,24%                    |
| Intervalo de Confiança    | IC= 20,93-28,06%          |
| Sobrevivência no controle | 100%                      |
| Padrão (Zinco)            | 0,28 mg/L (IC= 0,21-0,38) |

Fonte: Labtox Tecnologia Ambiental  
CL50 – concentração letal a 50% dos organismos-teste

Desta forma, a fração hidrossolúvel do óleo de Marlim Sul apresentou efeito tóxico agudo para *Mysidopsis juniae* na concentração de 24,24 %, nas condições de teste, ou seja, na concentração de 24%, o óleo apresentou toxicidade aguda letal para 50% dos organismos testados. A sobrevivência de 100% no controle indica que os efeitos agudos encontrados estão diretamente associados à substância testada.

A toxicidade crônica do óleo de Marlim Sul foi avaliada através do teste embriológico com os embriões do ouriço *Lytechinus variegatus*, de acordo com a Norma CETESB (1999). Este tipo de teste baseia-se na exposição dos ovos do equinoderma a diferentes concentrações da amostra, avaliando-se a concentração que causa retardamento no desenvolvimento larval e/ou ocorrência de anomalias, nas condições de teste. A cada série de amostra testada é realizado um teste com o padrão (Dodecil Sulfato de Sódio – DSS), objetivando verificar se os organismos estão respondendo dentro da faixa de toxicidade previamente determinada.

Da mesma maneira que para o teste de toxicidade aguda, a fração solúvel do óleo em água (FSA – 1:9 v/v) foi preparada de acordo com o protocolo descrito por Anderson *et al.* (1974), sendo testadas as seguintes diluições: 0,1; 1; 5; 10; 30; 50, 70 e 100%.

Os valores de CENO (maior concentração que não causa efeito significativamente diferente do observado no controle) e CEO (menor concentração utilizada que causa efeito significativamente diferente do controle), foram obtidos através do teste de hipóteses do programa TOXSTAT versão 3.3. O Valor Crônico (VC) foi obtido a partir da média geométrica das CENO e CEO e indica a concentração máxima aceitável da amostra.

O Quadro 2.4-24, a seguir apresenta um resumo dos resultados obtidos. O laudo completo do teste foi apresentado no Anexo 2-II do RAA encaminhado ao IBAMA.

Quadro 2.4-24. Resultados dos testes de toxicidade crônica da fração hidrossolúvel (FHS) do óleo com o ouriço *Lytechinus variegatus*.

| PARÂMETROS                                       | RESULTADOS                     |
|--|--------------------------------|
| CENO   | 10%                            |
| CEO  | 30%                            |
| VC   | 17,32%                         |
| Percentual médio de larvas saudáveis no controle | 86%                            |
| CL50 com substância de referência DSS            | 1,54 mg/L (IC= 1,46-1,62 mg/L) |

Fonte: PETROBRAS/Labtox Tecnologia Ambiental  
CENO – concentração de efeito não observável  
CEO – concentração de efeito observável  
VC – valor crônico

Os resultados de CENO, CEO e VC indicam que, nas condições de teste, a amostra do óleo de Marlim Sul apresentou-se tóxica para o desenvolvimento embrionário de *Lytechinus variegatus*, sendo 17% a maior concentração aceitável da amostra.

Observa-se que em relação ao controle, cerca de 14% das larvas testadas foram consideradas não saudáveis, o que sugere uma pré-sensibilidade dos organismos testados.

A fim de subsidiar a análise dos resultados encontrados nos testes de toxicidade, a PETROBRAS realizou análises laboratoriais qualitativas do óleo de Marlim Sul com matriz em água, cujos resultados são sintetizados no Quadro 2.4-25, a seguir:

Quadro 2.4-25. Composição qualitativa da fração solúvel em água do óleo de Marlim Sul.

| PARÂMETROS  | FRAÇÃO SOLÚVEL EM ÁGUA DO ÓLEO DE MARLIM SUL ( $\mu\text{g/L}$ ) | METODOLOGIA UTILIZADA E LIMITE DE DETECÇÃO ( $\mu\text{g/L}$ ) |
|---|--|--|
| Hidrocarbonetos Totais de Petróleo (HTP)  | 6.988,2  | EPA 8015C<br>0,1   |
| N-alcanos   | 98,98  | EPA 8015C<br>0,1   |
| HRP (Hidrocarbonetos Resolvidos de Petróleo)                                      | 2.294,21   | EPA 8015C<br>0,1   |
| UCM ( <i>Unresolved Complex Mixture</i> – Mistura Complexa Não Resolvida ou MCNR) | 4.694,0  | EPA 8015C<br>0,1   |
| Hidrocarbonetos Policíclico Aromáticos (HPA)                                      | 17,76  | EPA 8270C<br>0,01  |
| Monoaromáticos BTEX (Benzeno, Tolueno, Etilbenzeno e Xileno)                      | 9.123,1  | EPA 8260B<br>0,1   |

Fonte: PETROBRAS/ Analytical Solutions

Os resultados analíticos completos foram apresentados no Anexo 2-III do RAA apresentado ao IBAMA.

Observa-se pela análise do quadro acima que a fração solúvel em água do óleo de Marlim Sul apresenta baixo teor de hidrocarbonetos poliaromáticos (HPAS = 17,76 µg/L) e uma quantidade alta de monoaromáticos (BTEX = 9.123,1 µg/L). Destaca-se que Benzeno, Tolueno, Etilbenzeno e Xileno (BTEX), são compostos aromáticos de baixo peso molecular, portanto, bastante solúveis em água.

Os hidrocarbonetos alifáticos (*n*-alcanos) também foram pouco representativos na fração do óleo analisado, tendo contribuído com menos de 2% do total de hidrocarbonetos (HTP).

Entretanto, cerca de 67% do óleo de Marlim Sul é composto de Mistura Complexa Não Resolvida, ou seja, hidrocarbonetos que formam uma mistura que não é facilmente distinguível nas análises cromatográficas. A MCNR pode englobar tanto hidrocarbonetos alifáticos quanto aromáticos que possuem propriedades químicas similares, contribuindo representativamente no total de hidrocarbonetos, embora muito pouco é conhecido sobre sua composição (Thomas *et al.*, 1995; Frysinger *et al.*, 2002).

As análises realizadas não permitiram identificar especificamente cada componente da MCNR do óleo de Marlim Sul. A diferenciação dos componentes da MCNR ainda é analiticamente bastante complexa. Entretanto, como as análises foram realizadas na matriz água, os compostos aromáticos, mais solúveis, possivelmente apresentam grande percentual de contribuição para o total de compostos não resolvidos.

Os hidrocarbonetos aromáticos são compostos poluentes que apresentam elevada resiliência no sedimento marinho, e em especial, os de baixo peso molecular (como o BTEX), apresentam toxicidade aguda para organismos marinhos (Woodhead *et al.*, 1999; White *et al.*, 2002). Geralmente, os aromáticos não são os principais componentes do óleo cru (White *et al.*, 2002), embora sejam bastante representativos na fração solúvel em água, fração do óleo que apresenta maior potencial de toxicidade (Thomas *et al.*, 1995).

Durante o processo de tratamento da água produzida, a fração do óleo que permanece na água é justamente a dos hidrocarbonetos mais solúveis, que interagem mais facilmente com a solução aquosa produzida. Desta forma, o óleo presente na água produzida é basicamente composto por aromáticos, correspondendo estes às frações mais solúveis do óleo cru (Quoting Lysyj *et al.*, 1981; GESAMP, 1993).

De acordo com Neff (1987), a toxicidade da fração orgânica solúvel do óleo presente na água produzida é desconhecida, embora a fração mais tóxica seja a mais provável de ocorrer na água produzida, devido justamente a sua interação com a água.

Entretanto, os hidrocarbonetos solúveis em água, também são reconhecidamente voláteis, evaporando rapidamente. Segundo McAuliffe (1979), diversos estudos indicam que não são encontradas concentrações detectáveis de hidrocarbonetos dissolvidos em águas oceânicas, principalmente se o aporte ocorreu pela superfície, onde os processos turbulentos do oceano (ventos, ondas e marés) favorecem a evaporação dos compostos dissolvidos.

Segundo Holdway (2002), a toxicidade aguda para organismos marinhos da fração hidrossolúvel do óleo varia entre 20 e 100%. O Quadro 2.4-26 a seguir apresenta de forma sintética os resultados de testes de toxicidade aguda realizados com óleos de diferentes regiões no mundo.

Quadro 2.4-26. Toxicidade aguda da Fração Hidrossolúvel (FHS) para diferentes organismos marinhos.

| ORGANISMO TESTADO                            | LOCAL              | CL 50                     |
|--|--------------------|---------------------------|
| <i>Oncorhynchus gorbusha</i> (salmão)        | Cook Inlet, Alasca | 1,2 ppm do total de HPAs  |
| <i>Oncorhynchus gorbusha</i> (salmão)        | Norte do Alasca    | 2,8 ppm                   |
| <i>Platichthys stellatus</i> (lingado)       | Cook Inlet, Alasca | 1,8 ppm do total de HPAs  |
| <i>Boeckosimus hypsinotus</i> (anfípoda)     | Cook Inlet, Alasca | >1,9 ppm do total de HPAs |
| <i>Pandalus hypsinotus</i> (camarão)         | Cook Inlet, Alasca | 1,4 ppm do total de HPAs  |
| <i>Evasterias toschelii</i> (estrela-do-mar) | Cook Inlet, Alasca | >1,3 ppm do total de HPAs |
| <i>Chlamys hericus</i> (molusco bivalve)     | Cook Inlet, Alasca | 2,0 ppm do total de HPAs  |
| <i>Mytilus trossulus</i> (mexilhão)          | Cook Inlet, Alasca | >3,0 ppm do total de HPAs |

Fonte: Holdway (2002).

Os resultados apresentados no quadro acima corroboram a importância da fração dos poliaromáticos na avaliação da toxicidade aguda da fração hidrossolúvel. Entretanto, Holdway (2002) ressalta que o método de preparo da Fração Hidrossolúvel, bem como a composição específica dos diferentes óleos produzidos torna a comparação direta dos valores bastante problemática, principalmente considerando diferentes organismos-teste.

Em relação à toxicidade crônica, a maioria dos estudos realizados enfoca os efeitos subletais de organismos e sedimentos marinhos contaminados após um derramamento de óleo, que demonstram ainda incertezas em relação aos efeitos de longa duração do óleo derramado em ambientes marinhos (Holdway, 2002). Por isso, torna-se difícil a avaliação dos efeitos crônicos encontrados para o desenvolvimento larval do ouriço *Lytechinus variegatus*.

Desta forma, a toxicidade aguda da matriz água do óleo de Marlim Sul encontrada para *Mysidopsis juniae* (CL50-96H =24,24%), e crônica para as larvas de *Lytechinus variegatus* (VC=17,3%), nas condições de teste apresentadas, possivelmente está associada a maior contribuição dos hidrocarbonetos aromáticos na fração solúvel em água do óleo analisado.

Ressalta-se que a inexistência de padrões de toxicidade com os organismos endêmicos brasileiros, bem como a baixa quantidade de informações disponíveis, tornam a avaliação da toxicidade da FSH ainda pouco consolidada.



### G.3. Aditivos Químicos

#### G.3.1. Fluido de Preenchimento das Linhas

Conforme indicado no Quadro 2.4-11, apresentado no item E.2.1, os aditivos químicos que compõem o fluido de preenchimento das linhas flexíveis serão o biocida Bulab 6094 (glutaraldeído 43,6% e quaternário de amônio 7,6%) numa concentração de 300 ppm e o sequestrante de oxigênio Bulab 9602 (bissulfito de sódio 40%) a 200 ppm.

Para o oleoduto rígido que ligará a plataforma P-51 à PRA-1, o fluido de preenchimento será composto de água do mar com os aditivos químicos utilizados para as linhas flexíveis, além do corante Fluorene R2 (fluoresceína 20%) numa concentração de 40 ppm, conforme indicado no Quadro 2.4-12, apresentado no item E.2.2.

A fim de avaliar a toxicidade de cada aditivo químico do fluido de preenchimento dos dutos, bem como do fluido de preenchimento como um todo, foram realizados ensaios de toxicidade aguda com o misidáceo *Mysidopsis juniae* e crônica a partir do desenvolvimento embrionário do ouriço *Lytechinus variegatus*.

O teste de toxicidade aguda seguiu a metodologia descrita em CETESB (1992), modificada, sendo os testes realizados em sistema estático por 96 horas, quando foram avaliados os efeitos sobre a sobrevivência dos misidáceos, com leituras a cada 24 horas do teste. O teste é considerado válido quando o percentual de sobrevivência no controle é maior ou igual a 80%, e a resposta (CL50) ao padrão de zinco estiver dentro da faixa de sensibilidade definida pelo laboratório (CL50<sup>48h</sup> 0,20 – 0,36 mg Zn/L).

A toxicidade crônica foi avaliada através do teste embriológico com os embriões do ouriço *Lytechinus variegatus*, de acordo com a Norma CETESB (1999). Este tipo de teste baseia-se na exposição dos ovos do equinoderma a diferentes concentrações da amostra, avaliando-se a concentração que causa retardamento no desenvolvimento larval e/ou ocorrência de anomalias, nas condições de teste.

A cada série de amostra testada é realizado um teste com o padrão (Dodecil Sulfato de Sódio – DSS), objetivando verificar se os organismos estão respondendo dentro da faixa de toxicidade previamente determinada. O teste é considerado válido quando o número de larvas *pluteus* normais no controle é superior a 80% e a resposta (CL50) ao Dodecil Sulfato de Sódio estiver dentro da faixa de sensibilidade prevista.

O preparo das amostras de cada aditivo químico foi feito através da diluição direta de cada produto em água do mar, obtendo-se assim uma solução-mãe, com a concentração a ser utilizada no fluido, que gerou as diferentes soluções teste a que foram expostos os organismos. O Quadro 2.4-27, a seguir, apresenta os resultados dos ensaios de toxicidade realizados para cada produto que compõe o fluido de preenchimento.

Quadro 2.4-27. Resultados do teste de toxicidade para cada produto componente do fluido de preenchimento do duto rígido que interligará a P-51 à PRA-1.

| AMOSTRA                                      | CENO (ppm)<br><i>Lytechinus variegatus</i> | CL 50 <sup>96H</sup> (ppm)<br><i>Mysidopsis juniae</i> | CONCENTRAÇÃO<br>A SER UTILIZADA |
|--|--|--|---------------------------------|
| BULAB 6094 (biocida)                         | NR   | 0,69   | 300 ppm                         |
| BULAB 9602 (seqüestrante de O <sub>2</sub> ) | NR   | >187,3   | 200 ppm                         |
| Fluoresceína (corante)                       | 200  | 705,1  | 40 ppm                          |

CL50<sup>96H</sup>: Concentração que causa letalidade a 50% da população exposta

CENO: Maior concentração testada onde não foi observado efeito adverso

Fonte: CENPES/PETROBRAS (2002a)

O preparo das amostras do teste de toxicidade do fluido como um todo baseou-se em uma solução-estoque com todos os aditivos químicos nas concentrações a serem colocadas no fluido de preenchimento. Esta solução-estoque foi considerada 100% e dela foram retiradas alíquotas para as soluções-teste (0,001%, 0,005%, 0,01%, 0,05%, 0,1%, 0,5%, 1,0% e 3,0%). O Quadro 2.4-28, a seguir, apresenta as soluções-teste em que foram encontradas a CENO e a CL50.

Quadro 2.4-28. Resultados do teste de toxicidade do fluido de preenchimento do duto rígido que interligará a P-51 à PRA-1 (solução teste).

| AMOSTRA   | CENO (%)<br><i>Lytechinus variegatus</i> | CL 5096 H (%)<br><i>Mysidopsis juniae</i> |
|---|--|---|
| 300 ppm de BULAB 6094 + 200 ppm BULAB 9602 + 40 ppm de Fluoresceína | 0,001%                                   | 0,31%                                     |

CL50<sup>96H</sup>: Concentração que causa letalidade a 50% da população exposta

CENO: Maior concentração testada onde não foi observado efeito adverso

Fonte: CENPES/PETROBRAS (2002a)

A biodegradabilidade de cada produto componente do fluido de preenchimento foi avaliada a partir da metodologia OECD 306 – *Biodegradability in Seawater* (OECD, 1992), que estabelece que o teste de biodegradabilidade deve ser realizado a partir de uma solução de 2 mg/L do produto ou, em casos especiais, até 10 mg/L.

O método de avaliação da biodegradabilidade consiste na diluição de uma concentração pré-estabelecida do produto, seguida de exposição a microorganismos presentes em água marinha filtrada. A solução é mantida em frascos de DBO fechados, no escuro e sob temperatura constante (25°C), e a degradação é acompanhada por análises da concentração de oxigênio dissolvido durante um período de 28 dias. Após este período, é determinada a porcentagem de biodegradação do produto a partir da medição do teor de oxigênio dissolvido na amostra.

Os tratamentos empregados no estudo da biodegradabilidade dos produtos em questão encontram-se apresentados no Quadro 2.4-29 a seguir. Ressalta-se que a substância de referência utilizada para o teste com os produtos BULAB 6094 (glutaraldeído) e BULAB

9602 (bissulfito de sódio) foi o benzoato de sódio, enquanto que a utilizada para o Fluorene R2 (fluoresceína) foi a anilina.

Quadro 2.4-29. Tratamentos realizados para procedimento do teste de biodegradabilidade dos produtos componentes do fluido de preenchimento do duto rígido que interligará a P-51 à PRA-1.

| TRATAMENTOS                       | COMPOSIÇÃO   |
|-----------------------------------|--|
| Amostra (2 mg/L)                  | 6 mg do produto + 3L de água de diluição                                     |
| Substância de Referência (2 mg/L) | 6 mg da substância de referência + 3 L de água de diluição                   |
| Controle Branco                   | Somente água de diluição   |
| Controle Físico-químico           | 6 mg do produto + cloreto de mercúrio + 3L de água de diluição               |
| Controle de Toxicidade            | 6 mg do produto + 6 mg da substância de referência + 3 L de água de diluição |

Fonte: TECAM, 2003 (vide Anexo 2-IV encaminhado no RAA apresentado ao IBAMA).

A água de diluição utilizada corresponde à água do mar filtrada, para remover partículas grosseiras e organismos planctônicos, e enriquecida com nitrogênio e fósforo, para garantir a sobrevivência dos microorganismos. A qualidade da água de diluição foi padronizada de acordo com as variáveis salinidade, DQO, nitrato, amônia, fósforo total e contagem padrão de bactérias, apresentadas no Quadro 2.4-30 a seguir.

Quadro 2.4-30. Caracterização da qualidade da água de diluição do teste de biodegradabilidade dos componentes do fluido de preenchimento do duto rígido que interligará a P-51 à PRA-1.

| VARIÁVEL                          | VALOR PADRONIZADO |
|-----------------------------------|-------------------|
| Salinidade                        | 31 ‰              |
| Demanda Química de Oxigênio (DQO) | 170 mg/L          |
| Nitrato                           | 0,2 mg/L          |
| Amônia                            | 0,02 mg/L         |
| Fósforo Total                     | 0,07 mg/L         |
| Contagem Padrão de Bactérias      | 708 UFC/mL        |

Fonte: TECAM, 2003.

O consumo líquido de oxigênio foi determinado diariamente, a partir da diferença entre o consumo de oxigênio da solução do produto testado e do controle branco, e a biodegradação, expressa em porcentagem, foi calculada através da razão entre este consumo líquido e a DQO do produto, medida no início do teste.

Para verificar se o produto foi tóxico para os microorganismos durante o teste, foi comparado o consumo líquido de oxigênio do controle de toxicidade com a soma das soluções do produto e da substância de referência.

Os resultados indicaram que, apesar de tóxicos aos microorganismos utilizados no teste, o glutaraldeído e o bissulfito de sódio apresentam alta biodegradabilidade (98% em 28 dias e 100% em 23 dias, respectivamente).

Cabe mencionar que o teste de biodegradabilidade não é considerado aplicável ao bissulfito de sódio, pois se trata de uma substância inorgânica que reage diretamente com o oxigênio por ser um seqüestrante de oxigênio livre (OECD, 1993). Segundo Guia da OECD (1993), a degradação do bissulfito de sódio pelo consumo de oxigênio via reação química é mais importante que a sua biodegradação, ou seja, degradação envolvendo consumo de oxigênio pelos microorganismos aeróbios.

A fluoresceína apresentou 22% de biodegradabilidade em 28 dias de teste, indicando um baixo potencial de biodegradação nas condições em que foi testada (CENPES/PETROBRAS, 2002b). No entanto, destaca-se que o período de hibernação dos dutos será de, no mínimo 12 meses, o que pode favorecer o aumento da taxa de biodegradação. Além disso, apesar da baixa biodegradabilidade do corante fluoresceína, o mesmo apresenta baixa toxicidade, não acarretando efeitos danosos ao ambiente quando descartado isoladamente.

### G.3.2. Demais produtos químicos

Durante as atividades de produção de Marlim Sul serão utilizados alguns produtos químicos, em diferentes etapas, que podem estar associados à água a ser descartada. Destacam-se: etanol, anti-corrosivos, anti-incrustantes, anti-espumantes, seqüestrante de oxigênio, trietilenoglicol e desemulsificantes.

Estes produtos estão, em sua maioria, associados à fase líquida da produção, sendo descartados com a água produzida. Entretanto, os desemulsificantes e os anticorrosivos estarão muitas vezes associados ao óleo, não sendo, portanto, descartados ao mar. Existem ainda alguns produtos como o Trietilenoglicol (TEG) utilizado especificamente no tratamento do gás, os quais também não são descartados ao mar sendo regenerados num sistema fechado.

A água de injeção (água do mar ambiente) geralmente apresenta diversos microorganismos marinhos (bactérias, fungos, etc.) que são capazes de sintetizar substâncias corrosivas, prejudiciais aos equipamentos de produção (Thomas *et al.*, 2001). Desta forma, prevê-se a adição de biocidas para a eliminação destes organismos e compostos seqüestrantes de oxigênio para a desoxigenação da água, garantindo a eficiência da produção.

Já a água oriunda do reservatório (água de formação) apresenta alguns compostos (óxidos, sulfetos, etc.) capazes de formar incrustações provenientes de processos corrosivos (Thomas *et al.*, 2001).

De acordo com as características do óleo a ser produzido, espera-se uma quantidade representativa de parafinas e asfaltenos, o que pode gerar sua deposição nos *risers* e demais instalações. Estes compostos serão combatidos pela utilização de anticorrosivos e anti-incrustantes na manutenção dos poços.

Já os desemulsificantes são empregados no sistema de separação trifásico para auxiliar na “quebra” da emulsão água/óleo gerada durante o percurso do reservatório até a superfície. As emulsões são geradas pelo próprio dinamismo do processo e pela presença de agentes emulsificantes na mistura extraída (Thomas *et al.*, 2001). Entretanto, este produto também será injetado no próprio poço de produção, minimizando a emulsão a ser tratada na separação trifásica da planta de processo da UEP P-51.

De acordo com a EPA (2000), os produtos químicos utilizados durante as atividades de produção (desemulsificantes, anticorrosivos, etc.) não acarretam degradação significativa do ambiente marinho.

Os produtos a serem utilizados serão gerenciados pelo Sistema de Injeção de Químicos, que controlará sua injeção em cada poço ou em sua respectiva planta de tratamento. Os procedimentos de injeção de produtos químicos foram dimensionados a fim de minimizar a quantidade a ser utilizada, o que traz benefícios ambientais e econômicos, contribuindo também para as condições operacionais do processo.

Neste contexto, o Projeto de Monitoramento Ambiental é uma ferramenta importante na avaliação de possíveis impactos ambientais associados aos produtos químicos utilizados, possibilitando, juntamente com o Projeto de Controle da Poluição, a identificação de não conformidades neste sistema. A identificação da fonte do impacto subsidiará a adoção de medidas necessárias de controle ambiental, a fim de evitar a degradação do meio ambiente.

O Quadro a seguir apresenta os produtos químicos a serem utilizados nas atividades de produção da UEP P-51, cujas fichas de segurança (MSDS) encontram-se no Anexo 2-I do RAA encaminhado ao IBAMA.

Quadro 2.4-31. Produtos Químicos a serem utilizados durante as atividades de produção da P-51.

| PRODUTOS QUÍMICOS                     | NOME / MARCA COMERCIAL  |
|---------------------------------------|---|
| Álcool Anidro - **                    | Álcool Etílico Anidro / Etanol Anidro   |
| Antibiofouling na água de Injeção     | Dodigen 1611 ou Benzerside QT   |
| Anticorrosivo na Água de Refrigeração | (Água quente e fria) Nalco EC 1188 - A  |
| Biocida na Água de Injeção            | - Biocida Contínuo – Dodgem 1611 ou Devencide ou Preventol R 50 QT50.<br>- Biocida de Choque – Polibac – TC ou Preventol – GA ou EC6112 A |
| Desemulsificante                      | Dissolvan (toda a linha)  |
| Hipoclorito de sódio **               | Hipoclorito de Sódio  |
| Desidratante para o gás               | TEG – Trietileno Glicol   |
| Inibidor de Corrosão do Gás           | EC 1353 A   |
| Inibidor de Espuma no Óleo            | Silicone diluído com aguarrás.(Dow Corning(R) )   |
| Inibidor de Incrustação no Óleo       | Scaletreat 2850, 2851,2854  |
| Polieletrólito                        | Dismulgan V 3377-B  |
| Seqüestrante de Oxigênio              | Polisol 40 B ou LA 3227 B ou Sisbrax 52040 C  |

## H. Caracterização Quali-Quantitativa da Água Produzida de Marlim Sul

Conforme apresentado anteriormente, o campo de Marlim Sul vem produzindo óleo e água através da UEP P-40.

Desta forma, conforme previsto no Projeto de Monitoramento Ambiental, a caracterização qualitativa e quantitativa da água produzida em Marlim Sul será realizada através da Unidade P-40.

## I. Laudos Técnicos

Os laudos das análises de toxicidade e da composição do óleo de Marlim Sul foram apresentados nos Anexos 2-II e 2-III respectivamente, já encaminhados ao IBAMA no RAA.

Os laudos dos testes de toxicidade realizados com cada componente do fluido de preenchimento do duto e com a mistura destes foram apresentados no Anexo 2-V do RAA encaminhado ao IBAMA. Os laudos dos testes de biodegradabilidade destes produtos foram apresentados no Anexo 2-IV do referido RAA, sendo o biocida glutaraldeído identificado como BIOCIDA – CÓD.2517 (Nalco EC6112A), o seqüestrante de oxigênio bissulfito de sódio como BIOCIDA – CÓD.2514 (Nalco LA3227B) e o corante fluoresceína como FLUORENE R2.