

### 3.3 DESCRIÇÃO DAS INSTALAÇÕES SUBMARINAS

Para a caracterização dos processos e sistemas que atuam nas atividades de desenvolvimento do campo de Caratinga, foram destacados como instalações submarinas os seguintes componentes estruturais:

**Linhas de fluxo de processo** - foram consideradas neste conjunto as linhas de produção, linhas de injeção de gás *lift* (acesso ao anular), linhas de injeção de água e umbilicais.

**Estruturas submarinas** – Árvores de Natal Molhadas – ANMs e as estruturas de interligação das linhas de gasotudo flexíveis – PLET CRT-01 (*Pipeline End Terminal*) e PLEM BR-01 (*Pipeline End Manifold*), localizado no campo de Barracuda.

**Linha de gás para exportação** – gasoduto flexível e rígido (este já existente) o qual será utilizado para exportar parte do gás produzido no campo de Caratinga para a Plataforma PNA-1.

Os itens a seguir apresentam uma descrição detalhada destas instalações submarinas. Um *lay-out* do arranjo submarino do campo de Caratinga, com a disposição das instalações supracitadas pode ser observado na Figura 3.3-a.

Figura 3.3-a Arranjo Submarino do campo de Caratinga

### 3.3.1. Linhas de Fluxo de Processo

Análises dinâmicas preliminares das linhas de fluxo em campos adjacentes ao de Caratinga indicaram que o sistema de tubos flexíveis com catenária livre é aconselhável para as condições ambientais encontradas nesta região da Bacia de Campos e para a movimentação da unidade de produção.

O campo de Caratinga será desenvolvido através de 13 poços de produção e 8 de injeção de água. Cada poço de produção possuirá um conjunto (*bundle*) de três linhas de fluxo de processo, sendo uma de produção, uma de injeção de gás lift (acesso ao anular da coluna de produção) e a última do umbilical de controle. Cada poço de injeção de água possuirá um conjunto com duas linhas flexíveis, sendo uma de injeção e outra do umbilical de controle.

Portanto, os fluidos dos reservatórios deverão ser produzidos com um total de 58 linhas de fluxo, sendo 13 linhas de produção, 13 linhas de injeção de gás lift, 8 linhas de injeção de água, 2 linhas de exportação de gás e finalmente 22 umbilicais de controle.

Todas as linhas serão flexíveis e fabricadas em diâmetros internos que variam de 4 a 9,5” e conectando os poços produtores e injetores com o FPSO P-48, além de servir como linhas de exportação de gás. Basicamente serão de dois tipos:

- Estáticas ou *Flowlines* (que ficam assentadas no fundo do mar)
- Dinâmicas ou *Risers* (que fazem a conexão dos flowlines com o FPSO P-48)

Essas linhas são fabricadas em camadas de diferentes materiais e dimensões para atender os requisitos de cada aplicação. Cada uma dessas camadas contribui para resistir à combinação de esforços durante a instalação e operação tais como pressão hidrostática externa, pressão interna do fluido, compressão radial dos sistemas de instalação e tração. A Figura 3.3.1-a ilustra de forma esquemática a estrutura de uma linha flexível.

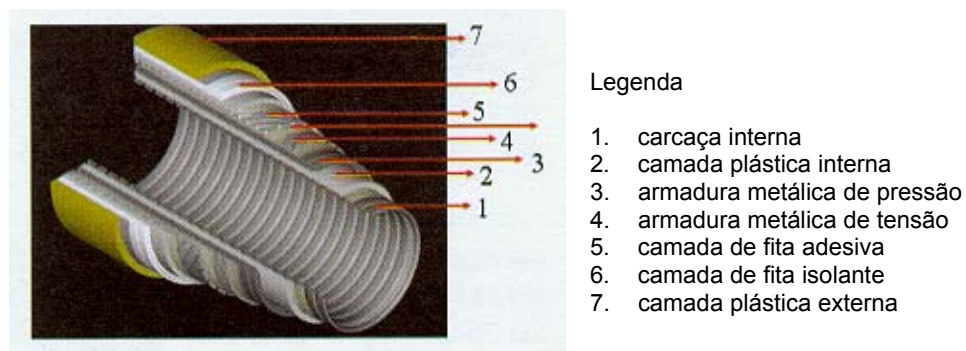


Figura 3.3.1-a Estrutura de uma Linha Flexível  
Fonte: Wellstream

As linhas de produção, gás lift e exportação de gás são basicamente compostas da mesma estrutura apresentada na Figura 3.3.1-a. Já as linhas de água de injeção,

compõem-se apenas de camada plástica interna, armaduras metálicas de pressão e tensão e camada plástica externa.

As linhas de fluxo foram projetadas para operarem durante 20 anos de vida útil numa profundidade de até 1.150 metros. Terão ainda proteção contra incidência de radiação UV, contra abrasão no leito marinho (trecho do *riser* próximo ao ponto de contato com o fundo oceânico) e contra o crescimento de microorganismos (por exemplo, bactérias redutoras de sulfato – BRS) em seus interiores. As linhas de produção cujos trechos *flowline* sejam maiores que 2.500 metros terão isolante térmico a fim de se evitar a formação de parafina. Os Quadros 3.3.1-a e 3.3.1-b, a seguir, apresentam algumas especificações técnicas das linhas de produção, injeção e gás *lift* além de seus pesos medidos no ar e na água do mar.

Quadro 3.3.1-a Principais Características Operacionais das Linhas de Fluxo de Processo (Produção, Injeção e Gás *lift*)

| LINHAS DE FLUXO  | VAZÃO MÁXIMA<br>m <sup>3</sup> /dia | TEMPERATURA DE<br>OPERAÇÃO (°C) | PRESSÃO DE<br>OPERAÇÃO (MPa) |
|--|-------------------------------------|---------------------------------|------------------------------|
| PRODUÇÃO<br>(ID 4 e 6" – trechos <i>riser</i> e<br><i>flowline</i> ) | 1.200                               | 10 – 90                         | 18                           |
| INJEÇÃO<br>(ID 6 e 8" – trechos <i>riser</i> e<br><i>flowline</i> )  | 1.200                               | 10 – 40                         | 14,7                         |
| GÁS LIFT ( <i>riser</i> e <i>flowline</i> )<br>ID 4"<br>ID 2,5"      | 3.350<br>2.500                      | 10 – 90                         | 18                           |

Fonte: PETROBRAS

Quadro 3.3.1-b Peso das Linhas de Fluxo (no ar e na água do mar)

| LINHAS DE FLUXO                                       | No ar<br>Vazia<br>(Kg/m) | No ar<br>Cheia de água<br>do mar<br>(Kg/m) | Na água do mar<br>Vazia<br>(Kg/m) | Na água do mar<br>Cheia de água do<br>mar<br>(Kg/m) |
|---|--------------------------|--|-----------------------------------|---|
| PRODUÇÃO – ID 6"<br><i>Flowline</i> *<br><i>Riser</i> | 67,2<br>87,9             | 87,5<br>108,2                              | 28,6<br>45,3                      | 48,9<br>65,6  |
| INJEÇÃO – ID 6"<br><i>Flowline</i><br><i>Riser</i>    | 69,3<br>80,8             | 88,0<br>99,5                               | 28,4<br>37,0                      | 47,1<br>55,7  |
| INJEÇÃO – ID 8"<br><i>Flowline</i><br><i>Riser</i>    | 102,5<br>128,8           | 135,7<br>162,2                             | 36,0<br>57,6                      | 69,3<br>90,9  |
| GÁS LIFT – ID 4"<br><i>Flowline</i><br><i>Riser</i>   | 42,6<br>51,3             | 51,7<br>60,3                               | 22,3<br>28,7                      | 31,4<br>37,7  |

Fonte: Wellstream

\* Trecho *flowline* sem isolamento térmico

Conforme mencionado no início deste item, os *risers* estarão dispostos em configuração de catenária livre ( $\theta$ , ângulo de  $5^\circ$ ) com conexão ao FPSO P-48 através das *bocas de sino*. A distância horizontal entre a conexão dos *risers* / *flowlines* e o FPSO P-48 será de 660 metros. Já o ponto de contato dos *risers* com o fundo oceânico estará a 317 metros distante horizontalmente do FPSO P-48. A Figura 3.3.1-b, ilustra a configuração das catenárias durante a fase de produção.

A interligação dos poços produtores e injetores do sistema Definitivo do projeto de desenvolvimento do campo de Caratinga pode ser observado no Diagrama Unifilar da Figura 3.3.1-c.

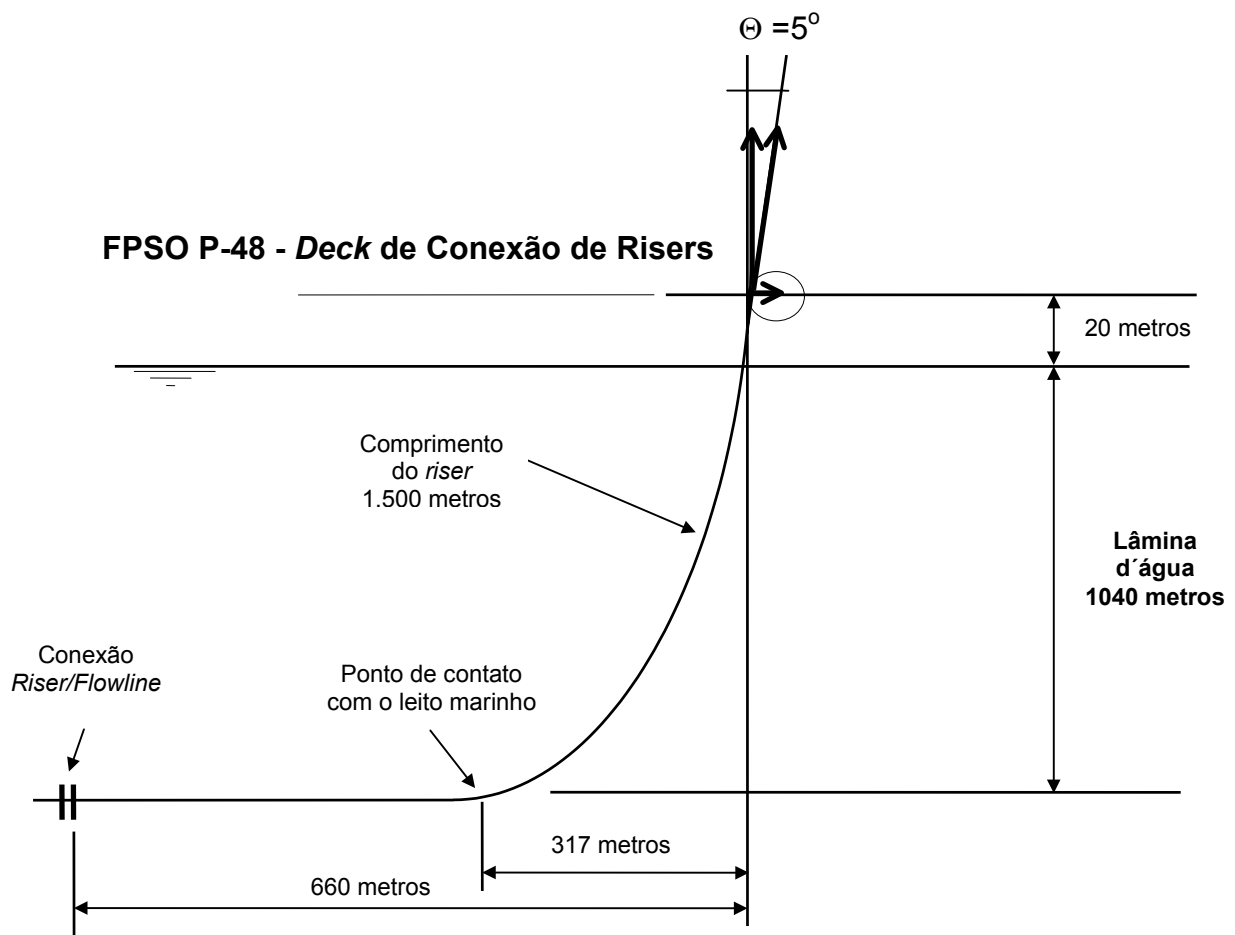


Figura 3.3.1-b. Configuração das catenárias para a fase de produção em Caratinga

Figura 3.3.1-c Diagrama Unifilar do Projeto de Desenvolvimento do campo de Caratinga

### a. Linhas de produção

Conforme citado na introdução deste item 3.3.1, para o desenvolvimento do campo de Caratinga está prevista a utilização de 13 linhas de produção. Os *risers* estarão dispostos em configuração de catenária livre (ângulo de 5°) com conexão ao FPSO P-48 através das “bocas de sino”.

O Quadro 3.3.1.c apresenta as extensões das linhas de produção a serem utilizadas no campo de Caratinga.

Quadro 3.3.1-c. Extensões dos *risers* e *flowlines* das linhas de produção do campo de Caratinga

| POÇOS     | LINHAS DE PRODUÇÃO                      |                       |                                  |
|-----------|---|-----------------------|----------------------------------|
|           | Comprimento dos <i>Risers</i> : 1.500 m |                       |                                  |
|           | <i>Diâmetro interno</i> (")             | <i>Flow Lines</i> (m) | <i>Total (m) Riser+Flow line</i> |
| C107P3 *  | 6                                       | 2.399                 | 3.899                            |
| 4-CRT-002 | 6                                       | 2.043                 | 3.543                            |
| E3P2 *    | 6                                       | 4.062                 | 5.562                            |
| C107P1 *  | 6                                       | 3.360                 | 4.860                            |
| 6-CRT-003 | 6                                       | 1.142                 | 2.642                            |
| C105P1 *  | 6                                       | 2.918                 | 4.418                            |
| C105P2    | 6                                       | 1.580                 | 3.080                            |
| 1-RJS-495 | 6                                       | 1.394                 | 2.894                            |
| C107P4 *  | 6                                       | 3.441                 | 4.941                            |
| M102P2 *  | 6                                       | 2.863                 | 4.363                            |
| M102P3 *  | 6                                       | 4.909                 | 6.409                            |
| C105P4    | 6                                       | 1.127                 | 2.627                            |
| C105P3    | 6                                       | 1.229                 | 2.729                            |

Fonte: PETROBRAS

\* Trecho *flowline* apresenta isolamento térmico

Obstruções nas linhas de produção causadas por formação de parafina podem ocorrer devido a algumas particularidades associadas ao óleo e processo (grau API e gradiente de temperatura). Sendo assim, objetivando manter uma produção permanente, o desenvolvimento do campo de Caratinga prevê operações denominadas *pigging* para remoção das obstruções das linhas de fluxo por ação de um objeto cilíndrico maleável – *pig*.

A distância do poço ao FPSO P-48, a taxa de formação de parafina, as características de isolamento térmico das linhas de produção e as condições operacionais irão influenciar na escolha do tipo de *pig* e na frequência da operação.

## b. Linhas de injeção de água

Conforme citado na introdução deste item 3.3.1, para o desenvolvimento do campo de Caratinga está previsto a utilização de 8 linhas de injeção. Os risers estarão dispostos em configuração de catenária livre (ângulo de 5°) com conexão ao FPSO P-48 pela “boca de sino”.

O Quadro 3.3.1.d apresenta as extensões das linhas de injeção de água a serem utilizadas no campo de Caratinga.

Quadro 3.3.1-d. Extensões dos risers e flowlines das linhas de injeção do campo de Caratinga

| POÇOS          | LINHAS DE INJEÇÃO               |                       |                                  |
|----------------|---------------------------------|-----------------------|----------------------------------|
|                | Comprimento dos Risers: 1.500 m |                       |                                  |
|                | <i>Diâmetro Interno (")</i>     | <i>Flow Lines (m)</i> | <i>Total (m) Riser+Flow line</i> |
| C105I3 A       | 6                               | 1.022                 | 2.522                            |
| C105I3 B (PB)  | 6                               | 382                   | 1.882                            |
| C105I2         | 6                               | 3.685                 | 5.185                            |
| C107I1         | 8                               | 3.128                 | 4.628                            |
| 4-RJS-497      | 6                               | 3.647                 | 5.147                            |
| 6-CRT-007 (PB) | 6                               | 3.494                 | 4.994                            |
| 3-CRT-004      | 6                               | 3.331                 | 4.831                            |
| M102I3         | 6                               | 3.891                 | 5.391                            |

Fonte: PETROBRAS

Obs.: PB piggy-back

## c. Linhas para gás lift

Conforme mencionado na Descrição Geral do Processo (item 3.1), a injeção de gás lift será feita através da linha de acesso ao anular da coluna de produção. Sendo assim, o projeto de desenvolvimento do campo de Caratinga prevê a instalação de 13 linhas para injeção de gás lift, uma para cada poço de produção.

O Quadro 3.3.1.e apresenta as extensões das linhas para gás lift a serem utilizadas no campo de Caratinga.



Quadro 3.3.1-e. Extensões dos *risers* e *flowlines* das linhas de gás *lift* do campo de Caratinga

| POÇOS     | LINHAS DE GÁS LIFT                           |                       |                                  |
|-----------|--|-----------------------|----------------------------------|
|           | Comprimento dos <i>Risers</i> : 1.500 metros |                       |                                  |
|           | <i>Diâmetro interno</i> (")                  | <i>Flow Lines</i> (m) | <i>Total (m) Riser+Flow line</i> |
| C107P3    | 4  | 2.399                 | 3.899                            |
| 4-CRT-002 | 4  | 2.043                 | 3.543                            |
| E3P2      | 4  | 4.062                 | 5.562                            |
| C107P1    | 4  | 3.360                 | 4.860                            |
| 6-CRT-003 | 4  | 1.142                 | 2.642                            |
| C105P1    | 4  | 2.918                 | 4.418                            |
| C105P2    | 4  | 1.580                 | 3.080                            |
| 1-RJS-495 | 4  | 1.394                 | 2.894                            |
| C107P4    | 4  | 3.441                 | 4.941                            |
| M102P2    | 4  | 2.863                 | 4.363                            |
| M102P3    | 4  | 4.909                 | 6.409                            |
| C105P4    | 4  | 1.127                 | 2.627                            |
| C105P3    | 4  | 1.229                 | 2.729                            |

Fonte: PETROBRAS

#### d. Umbilicais

O umbilical consiste em um conjunto de linhas coaxiais (mangueiras), 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), produtos químicos (inibidor de incrustação, desemulsificante e inibidor de hidrato – etanol), elétricos e outros sinais necessários para operar e monitorar os poços de produção e de injeção. A Figura 3.3.1-d apresenta o corte da seção transversal de um típico umbilical eletro-hidráulico a ser utilizado no sistema *subsea* dos poços em Caratinga.

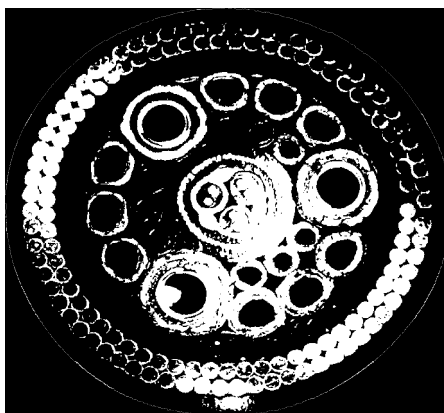


Figura 3.3.1-d. Vista da seção transversal de um Umbilical Eletro-Hidráulico

Fonte: PETROBRAS

Todos os umbilicais para os poços de produção serão do tipo eletro-hidráulicos. Todos estes umbilicais, denominados 12F+1, consistirão de 12 mangueiras (3 mangueiras de ½” para controle hidráulico e 9 mangueiras de 3/8” para injeção de produtos químicos) e 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).

Para os poços de injeção, umbilicais eletro-hidráulicos serão do tipo 9F+1 (9 mangueiras de 3/8” para controle hidráulico e 1 cabo elétrico) para os poços *piggy-back* e 5F+1 (5 mangueiras de 3/8” para controle hidráulico e 1 cabo elétrico) para os demais poços. O Quadro 3.3.1-f apresenta as funções de controle e os comprimentos dos umbilicais a serem utilizados nos poços do campo de Caratinga.

Para o controle (hidráulico) de funções das estruturas submarinas (ANMs e PLET), será utilizado como suprimento um fluido hidráulico de base aquosa (*Oceanic HW 525*) cuja ficha de segurança (MSDS) encontra-se no Anexo 2 deste Relatório.

Quadro 3.3.1-f Funções de controle e comprimentos dos Umbilicais Eletro-Hidráulicos

| POÇO *         |   | FUNÇÕES DE CONTROLE | COMPRIMENTO (m) |                 |
|----------------|---|---------------------|-----------------|-----------------|
|                |   |                     | trecho riser    | trecho flowline |
| C107P3         | P | 12F+EC              | 1.500           | 2.399           |
| 4-CRT-002      | P | 12F+EC              | 1.500           | 2.043           |
| E3P2           | P | 12F+EC              | 1.500           | 4.062           |
| C107P1         | P | 12F+EC              | 1.500           | 3.360           |
| 6-CRT-003      | P | 12F+EC              | 1.500           | 1.142           |
| C105P1         | P | 12F+EC              | 1.500           | 2.918           |
| C105P2         | P | 12F+EC              | 1.500           | 1.580           |
| 1-RJS-495      | P | 12F+EC              | 1.500           | 1.394           |
| C107P4         | P | 12F+EC              | 1.500           | 3.441           |
| M102P2         | P | 12F+EC              | 1.500           | 2.863           |
| M102P3         | P | 12F+EC              | 1.500           | 4.909           |
| C105P4         | P | 12F+EC              | 1.500           | 1.127           |
| C105P3         | P | 12F+EC              | 1.500           | 1.229           |
| C105I3 A       | I | 9F+EC               | 1.500           | 1.022           |
| C105I3 B (PB)  | I | 5F+EC               | 1.500           | 382             |
| C105I2         | I | 5F+EC               | 1.500           | 3.685           |
| C107I1         | I | 9F+EC               | 1.500           | 3.128           |
| 4-RJS-497      | I | 5F+EC               | 1.500           | 3.647           |
| 6-CRT-007 (PB) | I | 5F+EC               | 1.500           | 3.494           |
| 3-CRT-004      | I | 5F+EC               | 1.500           | 3.331           |
| M102I3         | I | 5F+EC               | 1.500           | 3.891           |

Fonte : PETROBRAS

\* Poço: P – Produtor; I – Injetor

 PB – *piggy-back*

Para o desenvolvimento do campo de Caratinga, foram projetados umbilicais com vida útil de 20 anos e operação em profundidades de até 2.000 metros. O Quadro 3.3.1-g apresenta, a seguir, os principais parâmetros de projeto das linhas de umbilical para os poços de produção e injeção de Caratinga.

Quadro 3.3.1-g. Principais Características dos Umbilicais Eletro-Hidráulicos

| PARÂMETROS                              | UMBILICAL PRODUÇÃO | UMBILICAL INJEÇÃO |
|---|--------------------|-------------------|
| <b>MANGUEIRAS</b>                       |                    |                   |
| Temperatura mínima interna, °C          | 4                  | - 5               |
| Temperatura máxima interna, °C          | 50                 | 80                |
| Temperatura de operação, °C             | 37,5               | 37,5              |
| Pressão máxima de trabalho, psi         | 5.000              | 5.000             |
| <b>CABO ELÉTRICO</b>                    |                    |                   |
| Temperatura operação, °C                | 2 – 60             | 2 – 60            |
| Voltagem, kV rms                        | 0,6 – 1,0          | 0,6 – 1,0         |
| Amperagem máxima, amps                  | 4                  | 4                 |
| Frequência, kHz                         | 0,75 – 500         | 0,75 – 500        |
| <b>CONDIÇÕES EXTERNAS – ÁGUA DO MAR</b> |                    |                   |
| Salinidade, ppm                         | 34,7 – 35,8        | 34,7 – 35,8       |
| Temperatura no leito marinho, °C        | 4 – 12             | 4 – 12            |
| Temperatura na superfície do mar, °C    | 21 – 30            | 21 – 30           |

Fonte: Pirelli

### 3.3.2. Estruturas Submarinas

Neste item encontram-se descritas as estruturas submarinas que serão instaladas sobre o assoalho marinho. Estão incluídas neste conjunto, as estruturas que recebem ou enviam atributos para as linhas de fluxo do processo, a saber: cabeças de poço, árvores de natal molhadas, PLET CRT-01 e PLEM BR-01 (localizado no campo de Barracuda). Na Figura 3.3-a, pode-se observar a disposição destas estruturas no campo de Caratinga.

O sistema submarino de produção do campo de Caratinga foi projetado para uma vida útil de 20 anos de serviço, sem necessidade de intervalos para manutenção. Estas estruturas são projetadas para operar a 1.150 metros de profundidade.

#### a. Árvores de Natal (ANM)

Após a descida da coluna de produção, é instalada a cabeça de poço e sobre esta um equipamento denominado árvore de natal molhada (ANM). A árvore de natal molhada (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 no FPSO P-48.

O conjunto ANM é composto pela ANM propriamente dita, pela base das linhas de fluxo (nos equipamentos mais recentes, denominada de base adaptadora de produção - BAP), pelo suspensor de tubulação (TH – *tubing hanger*) e pelo mandril das linhas de fluxo (MLF) ou módulo de conexão vertical (MCV).

A Figura 3.3.2-a ilustra uma foto e uma representação esquemática de uma ANM a ser utilizada nos poços do campo de Caratinga.

O projeto de desenvolvimento do campo de Caratinga contará com a instalação de 21 ANMs (12 em poços de produção e 8 em poços de injeção). Estas estruturas apresentam dimensões de cerca de 3,8 m de altura e 3 x 3 m de base, pesando 33 toneladas.

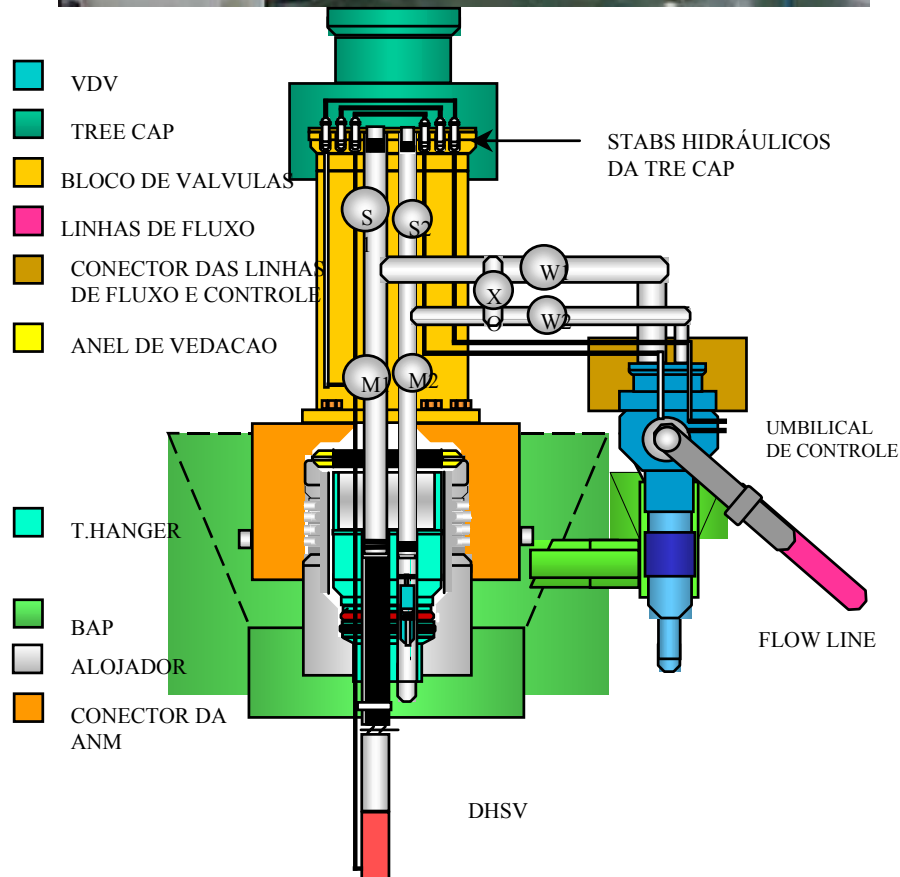


Figura 3.3.2-a. Foto e representação esquemática de uma ANM  
Fonte: PETROBRAS

Para o controle de fechamento e abertura dos poços de produção do sistema submarino do campo de Caratinga serão utilizadas válvulas de segurança.

Com relação às operações de *pigging*, operações para desobstrução das linhas de fluxo por ação de um objeto cilíndrico maleável - *pig*, a maioria das ANMs permitirão a passagem do *pig* diretamente da linha anular (linha de gás *lift*) para a linha de produção através de uma válvula gaveta *crossover* do tipo *fail safe close*. Algumas ANMs contarão com um dispositivo especial conhecido por *Pig-Crossover*.

#### b. *Pipeline End Terminal (PLET)*

Conforme já apresentado na descrição geral do processo deste RAA (item 3.1), esta estrutura submarina fará a interligação do gasoduto flexível proveniente do FPSO P-48 ao gasoduto flexível ligado ao PLEM BR-01 do campo de Barracuda, possibilitando desta forma o escoamento do gás para a plataforma PNA-1.

O PLET (Pipeline End Terminal) CRT-01 é um equipamento constituído de uma estrutura de assentamento no leito marinho, sistema de conexão vertical, válvula hidráulica e válvula de retenção. A utilização do PLET CRT-01 permite o lançamento do trecho horizontal (*flowline*) do gasoduto de exportação de forma desvinculada da instalação do *riser*, além de possibilitar a manutenção dos mesmos de maneira independente. As válvulas do PLET impedem o retorno do gás em caso de rompimento do *riser*.

O Quadro 3.3.2-a apresenta algumas características do PLET CRT-01.

Quadro 3.3.2-a Características físicas e de operação do PLET

| PARÂMETROS          | DESCRIÇÃO                   |
|---------------------|-----------------------------|
| Dimensões           | (6,5 x 3,8 x 1,9) m         |
| Peso                | 19 toneladas                |
| Lâmina d'água       | 982 metros                  |
| Vida útil           | 20 anos                     |
| Vazão máxima de gás | 1.300.000 m <sup>3</sup> /d |

O controle das operações do PLET CRT-01 será feito através de um umbilical hidráulico ligado ao FPSO P-48. A Figura 3.3.2-b a seguir apresenta uma representação esquemática do PLET CRT-01 a ser instalado no campo de Caratinga.

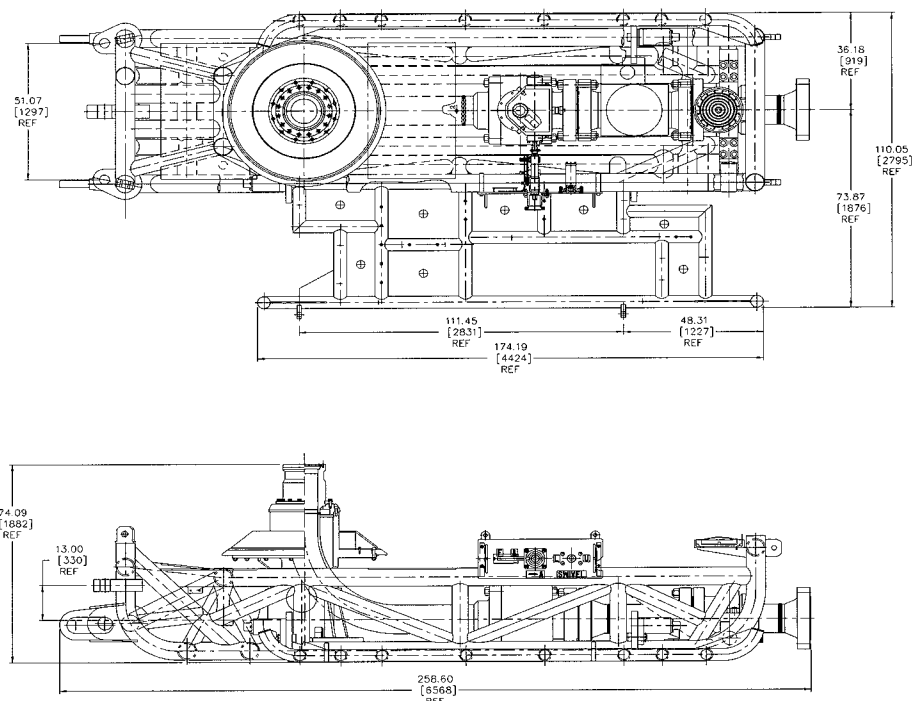


Figura 3.3.2-b Representação esquemática do Pipeline End Termination – PLET

### c. Pipeline End Manifold (PLEM)

Conforme já apresentado na descrição geral do processo deste RAA (item 3.1), esta estrutura submarina, localizada no campo de Barracuda, fará a interligação dos gasodutos flexíveis provenientes dos FPSOs P-43 e P-48 ao gasoduto rígido já existente, permitindo que o gás produzido nestes FPSOs escoe para a plataforma PNA-1.

O Quadro 3.3.2-b apresenta algumas características do PLEM BR-01.

Quadro 3.3.2-b Características físicas e de operação do PLEM BR-01

| PARÂMETROS                 | DESCRIÇÃO  |
|----------------------------|--|
| Dimensões                  | (6,5 x 6,0 x 3,0) m  |
| Peso                       | 52 toneladas   |
| Lâmina d'água              | 804 m  |
| Pressão de projeto         | 3.600 psi  |
| Pressão máxima de trabalho | 3.000 psi  |
| Pressão de teste           | 6.000 psi  |
| Temperatura                | Máxima de trabalho – 80°C<br>Mínima no fundo do mar – 4°C                |
| Vida útil                  | 20 anos  |
| Vazão máxima de gás        | P-43 – 2.745.000 m <sup>3</sup> /d<br>P-48 – 1.305.000 m <sup>3</sup> /d |



O controle das operações do PLEM BR-01 será feito através de um umbilical hidráulico ligado ao FPSO P-43. A Figura 3.3.2-c a seguir apresenta uma representação esquemática do PLEM BR-01, localizado no campo de Caratinga.

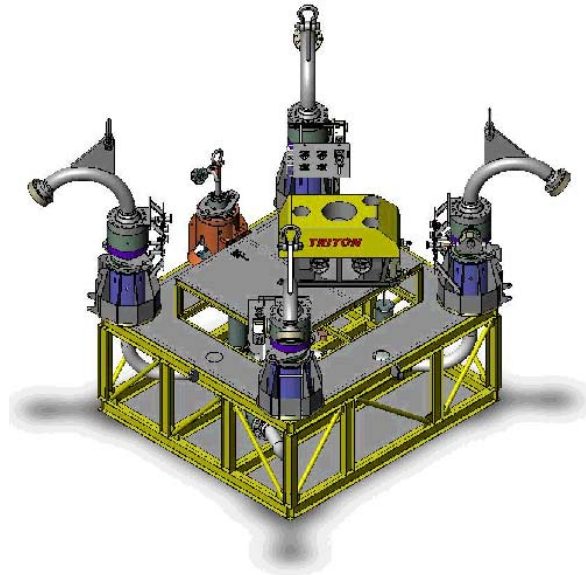


Figura 3.3.2-c Representação esquemática do *Pipeline End Manifold* – PLEM

### 3.3.3. [Linha de gás para exportação](#)

Conforme visto na Descrição Geral do Processo deste RAA (item 3.1), o gás separado pelo FPSO P-48 será tratado e usado prioritariamente na injeção de gás lift e consumo interno do FPSO P-48. O volume excedente será exportado através de um gasoduto flexível de 9,5” com 1.964 metros do FPSO P-48 até o PLET CRT-01, que por sua vez será interligado ao PLEM-BR-01, localizado no campo de Barracuda, por um gasoduto flexível de 9,5” com 9.348 metros de extensão. Do PLEM BR-01, o gás será enviado para o gasoduto rígido de 12” e 22 km, já existente, de Barracuda para a plataforma PNA-1 (campo de Namorado).

A Figura 3.3.3-a apresenta o esquema do arranjo submarino do sistema de escoamento de gás do campo de Caratinga para a plataforma PNA-1 (no campo de Namorado).

O Quadro 3.3.3-a apresenta, a seguir, as principais características físicas do sistema de escoamento de gás.

Quadro 3.3.3-a. Características físicas do gasoduto para exportação de gás

| TRAMO   | COMPRIMENTO |           | POSIÇÃO INICIAL                                   | POSIÇÃO FINAL  | OBSERVAÇÃO  |
|---|-------------|-----------|---|--|---|
|   | Riser       | Flow Line | UTM   | UTM  |   |
| 1. Duto flexível<br>P-48 – PLET<br>CRT-01       | 1.500<br>m  | 1.964 m   | P-48<br>L = 372.440<br>N = 7.493.314              | PLET CRT-01<br>L = 370.940<br>N = 7.495.312          | Diâmetro 9,5"   |
| 2. Duto Flexível<br>PLET CRT-01<br>– PLEM BR-01 | 9.348 m     |           | PLET CRT-01<br>L = 370.940<br>N = 7.495.312       | PLEM BR-01<br>L = 368.498<br>N = 7.503.817           | Diâmetro 9,5"   |
| 3. Duto flexível<br>PLEM –<br>Duto Rígido       | 1.504 m     |           | PLEM BR-01<br>L = 368.498<br>N = 7.503.817        | assoalho<br>oceânico<br>E = 369.215<br>N = 7.503.417 | Diâmetro 12"<br>Aço API 5LX-60x0.719"<br><i>pull out</i> do riser existente da<br>P-34 para escoamento de gás |
| 4. Duto Rígido                                  | 22 km       |           | assoalho oceânico<br>E = 369.215<br>N = 7.503.417 | plataforma PNA-1<br>E = 353.296<br>N = 7.517.936     | Gasoduto já existente ligando<br>Barracuda a PNA-1<br>Diâmetro 12"  |

Figura 3.3.3-a. Arranjo Submarino do Escoamento de Gás e Óleo do campo de Caratinga para PNA-1

### 3.4 INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO

#### 3.4.1. Instalação das linhas de fluxo do processo

No período de fevereiro a abril de 2001 foi realizado um levantamento batimétrico e amostragem do solo marinho na região do Campo de Caratinga aonde será instalado o Sistema Submarino. Neste levantamento não foram encontrados nenhum obstáculo e regiões morfologicamente acidentadas, bem como condições de solo adversas que impeçam a instalação das linhas de coleta e de escoamento de gás.

Visando mitigar os riscos de interação das linhas a serem lançadas, antes do início de qualquer instalação de linhas de fluxo de processo será feito um levantamento através de ROV (*Remote Operated Vehicle*) do trajeto aonde serão lançadas as linhas flexíveis de interligação dos poços ao FPSO P-48 ou para escoamento de gás do campo de Caratinga. A Figura 3.4.1-a ilustra a operação de lançamento do ROV ao mar.

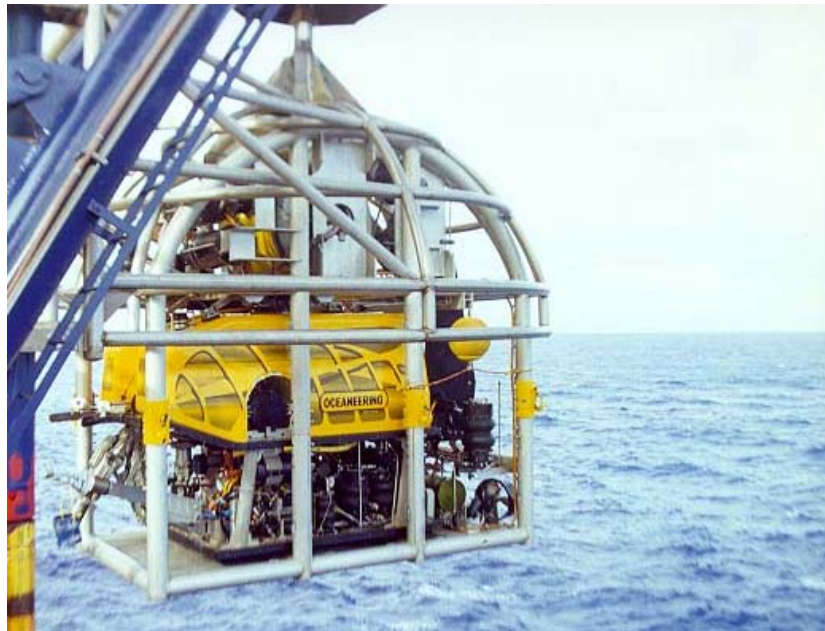


Figura 3.4.1-a Foto ilustra operação de lançamento do ROV ao mar

Serão lançadas linhas para poços de produção, de injeção de água e para o escoamento do gás. Conforme descrito no item 3.3, cada poço de produção possuirá três linhas de coleta flexíveis, sendo uma de produção, uma de acesso ao anular e um umbilical de controle. Cada poço de injeção de água possuirá duas linhas flexíveis, sendo uma de injeção e um umbilical de controle.

Para a execução do lançamento serão utilizados embarcações especiais com sistema de posicionamento dinâmico, ideais para operações de lançamento de linhas flexíveis. Estas embarcações são equipadas com sistemas de tensionadores lineares especialmente projetados para suportar as cargas induzidas durante o lançamento das linhas. Outros equipamentos auxiliares estão instalados nestas embarcações para auxiliar nas manobras de convés (guindastes e guinchos), inspeção submarina (ROV), medidores de correnteza/ventos e sistemas de posicionamento via satélite/hidroacústico.

Serão utilizados dois barcos de lançamento, sendo um (*DSND Kommandor 3000*) para lançamento simultâneo de três linhas, para poços de produção, e outro (*Torsa Perseus*) para lançamento simultâneo de duas linhas, para poços de injeção. O barco de lançamento de linhas de injeção também será utilizado para o lançamento da linha de exportação de gás de 9,5”, que será lançada, juntamente com o PLET-CRT-01.

Estas embarcações terão capacidade de carga para o lançamentos das linhas cheias d’água em uma lâmina d’água de até 1.350m, correspondente a maior profundidade existente no Campo de Caratinga. A Figura 3.4.1-b a seguir ilustra as embarcações, *DSND Kommandor 3000* e *Torsa Perseus*, a serem utilizadas para o lançamento das linhas de fluxo no campo de Caratinga.



Figura 3.4.1-b. Fotos das embarcações *DSND Kommandor 3000* e *Torsa Perseus* a serem utilizadas nos trabalhos de instalação das linhas de fluxo.

As embarcações de lançamento terão uma base de apoio localizada na Ilha da Conceição, em Niterói, que servirá para o carregamento das linhas flexíveis. 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. Para cada campanha serão embarcadas as quantidades suficientes para cobrir os lançamentos previstos.

De forma a preservar a integridade das estruturas das linhas a serem lançadas, são estabelecidas condições limites das operações de instalação, referentes a vento, mar e correnteza, que deverão ser verificadas antes do início da operação de lançamento. A operação de transferência (*pull-in*) das linhas flexíveis serão, como regra geral, iniciadas a partir dos poços (também conhecidas como “*pull-in* de segunda extremidade”). A operação de transferência das linhas com início a partir do FPSO denomina-se *pull-in* de primeira extremidade.

Para o lançamento são verificadas as coordenadas da posição neutra do FPSO P-48 e das coordenadas do poço a ser interligado. De posse destes dados, dar-se início a operação de lançamento, onde serão monitoradas as cargas de tração, os ângulos de saída da linha do navio (ângulo do topo da catenária) e as condições meteorológicas.

Devido a limitação fabril de comprimento de cada trecho das linhas são necessários conectores especiais de extremidades para união de um tramo a outro, a fim de completar

o comprimento total da linha para interligação da Unidade de Produção ao poço. Durante o lançamento são testadas 100% destas conexões, através de dispositivos para teste com nitrogênio. Após o término do lançamento, conexão no poço e conexão à plataforma, será feito teste hidrostático (detalhes no item 3.5) para a verificação da integridade da estrutura lançada e do sucesso do lançamento, com o objetivo de permitir o início da abertura do poço para produção.

Com o objetivo de absorver as cargas horizontais induzidas pelos *risers* e manter a configuração das linhas em catenária livre, os *risers* serão ancorados através de estacas instaladas a partir do mesmo barco de lançamento designado para instalação das linhas de injeção. Os *risers* serão ancorados após a execução do teste hidrostático das linhas.

Com o objetivo de otimização dos recursos de instalação, está sendo previsto o pré-lançamento, a partir de dezembro de 2002, e o abandono temporário no leito marinho de cerca de 40% das linhas de fluxo do processo. Conforme será descrito no item 3.5 (Testes de Estanqueidade), estas linhas serão completadas com uma “solução inibidora” a fim de preservar os seus interiores durante o período de hibernação.

Após a operação de recuperação destas linhas serão descartados os seus conteúdos para o mar, para a posterior interligação final à plataforma de produção. As linhas pré-abandonadas terão dispositivos para a sua futura recuperação, através de guinchos de lançamento com auxílio de ROV, tais como: conectores, anéis de vedação, flanges de manuseios (cabeças de tração), bóias, etc.

#### 3.4.2. [Instalação das estruturas submarinas](#)

No período de fevereiro a abril de 2001 foi realizado um levantamento batimétrico e amostragem do solo marinho na região de instalação do PLET (*Pipeline End Terminal*) CRT-01 de Caratinga. Neste levantamento não foram encontrados nenhum obstáculo e regiões morfológicamente acidentadas, bem como condições de solo adversas que impeçam a sua instalação.

O PLET será transferido para o barco de lançamento na base de apoio localizada na Ilha da Conceição, em Niterói, onde serão executados os serviços de amarração ao convés da embarcação para possibilitar a navegação à área de sua instalação. O PLET será entregue ao navio com todos os certificados de fabricação e teste da integridade de suas estruturas, 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 ao especificado.

Antes do início da instalação do PLET será feito um levantamento, através de ROV (*Remote Operated Vehicle*), da área estabelecida para a sua instalação. A localização do PLET pode ser observada na Figura 3.3-a.

O PLET CRT-01 será instalado a partir do mesmo barco de lançamento designado para instalação das linhas de injeção. A sua instalação será executada juntamente com a descida da linha de 9,5” de escoamento de gás do campo de Caratinga, a ser conectada ao PLEM-BR-01, localizado no campo de Barracuda.



Para o início do lançamento do PLET a linha de gás de 9,5” será conectada no convés da embarcação numa das extremidades do PLET, para posteriormente ser lançado ao mar e descido até o assentamento final no solo marinho.

A precisão do posicionamento do PLET CRT-01 será monitorada através de um sistema global diferencial de posicionamento (DGPS), que combinado com um sistema de posicionamento hidroacústico, assegurará o assentamento dentro das tolerâncias especificadas no projeto.

A linha de escoamento de gás da plataforma P-48 (ver Figura 3.3.3-a), será conectada ao PLET através de um módulo de conexão vertical, que é um equipamento que permite a conexão direta e vedação da linha no mandril montado no PLET, assegurando a integridade da interligação à plataforma quanto a vazamentos.

### 3.4.3. Instalação do sistema de ancoragem

Um sistema de ancoragem providencia meios seguros e de confiança de amarração do FPSO P-48 durante a vida da embarcação. Este sistema é designado e testado para funcionar em todas as condições do mar sem causar danos aos equipamentos submarinos.

Antes da chegada da FPSO P-48, durante a 1ª etapa do processo de instalação prevê-se o estabelecimento das âncoras de sucção no assoalho marinho. Esta atividade será realizada a partir de um navio rebocador, o qual deverá possuir um sistema de ROV a bordo, capaz de acionar o sistema de sucção da âncora.

O sistema de ancoragem do FPSO P-48 contará com 18 âncoras de sucção. Essas âncoras consistem numa estrutura cilíndrica com 16 metros de comprimento e 5 metros de diâmetro pesando 85 toneladas, atravessada longitudinalmente por uma tubulação. A Figura 3.4.3-a apresenta a seguir a foto de uma âncora de sucção. A amarração das âncoras com o FPSO P-48 serão feitas por 50 km de cordas de poliéster (diâmetro de 210 mm).



Figura 3.4.3-a. Âncora de sucção a ser utilizada na ancoragem do FPSO P-48

O princípio de fixação da âncora no assoalho marinho resume-se ao bombeamento da água do fundo oceânico para o interior da coluna de água da âncora, após o assentamento desta no leito marinho, permitindo que a âncora se enterre com o auxílio do próprio peso.

A instalação do sistema de ancoragem (âncoras e cabos) será realizada pelas mesmas embarcações utilizadas no lançamento das linhas flexíveis auxiliadas por sistema ROV. Uma das embarcações fará o lançamento das âncoras sendo assistida pela outra que desenrolará os cabos. A Figura 3.4.3-b ilustra o lançamento de uma âncora de sucção.

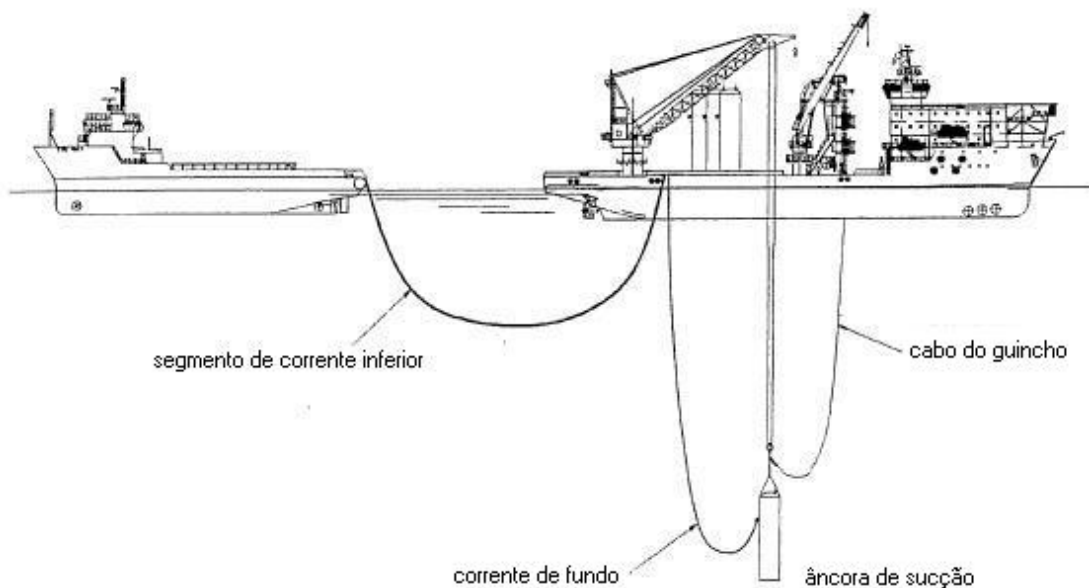


Figura 3.4.3-b. Lançamento da âncora de sucção

A descida da âncora se faz até atingir 5 – 10 metros acima do leito marinho. O sistema de ROV checa as catenárias e a localização do ponto de ancoragem orientando as manobras da embarcação. Uma vez estável e estando diretamente sobre o ponto determinado, a âncora é abaixada até encostar no leito marinho. Com a posição e orientação aceitos, o ROV dá início ao processo de sucção informando à embarcação dados como profundidade, comprimento da âncora “enterrada” no leito marinho e quantidade de areia succionada na âncora. A Figura 3.4.3-c ilustra o estágio final da instalação da âncora.



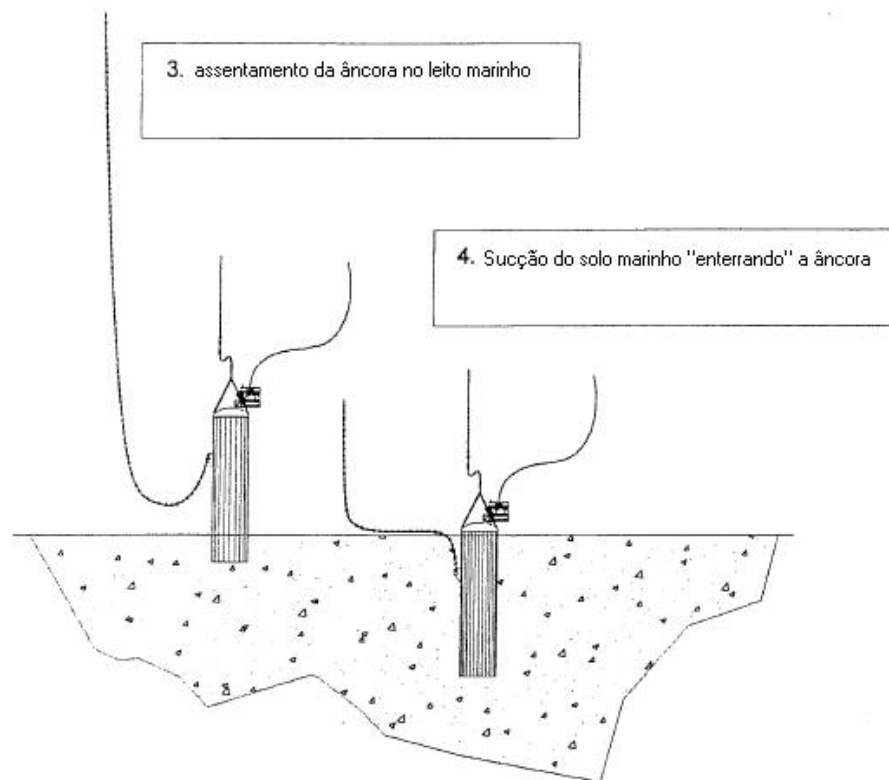


Figura 3.4.3-c Instalação da âncora no leito marinho através de sucção

Durante a descida da âncora e a operação de instalação da mesma no leito marinho, a embarcação de apoio faz a descida do segmento de cabo conectando o segmento de amarra mediana a um cabo tensionador.

Na finalização da instalação da âncora, após a verificação do ROV, os cabos do guindaste e guincho são desconectados e recolhidos. Enquanto a embarcação de instalação se prepara para a próxima âncora, a de apoio recolhe o cabo tensionador e instala a bóia de apoio. A Figura 3.4.3-d, a seguir, ilustra a instalação de âncoras de sucção utilizando duas embarcações.

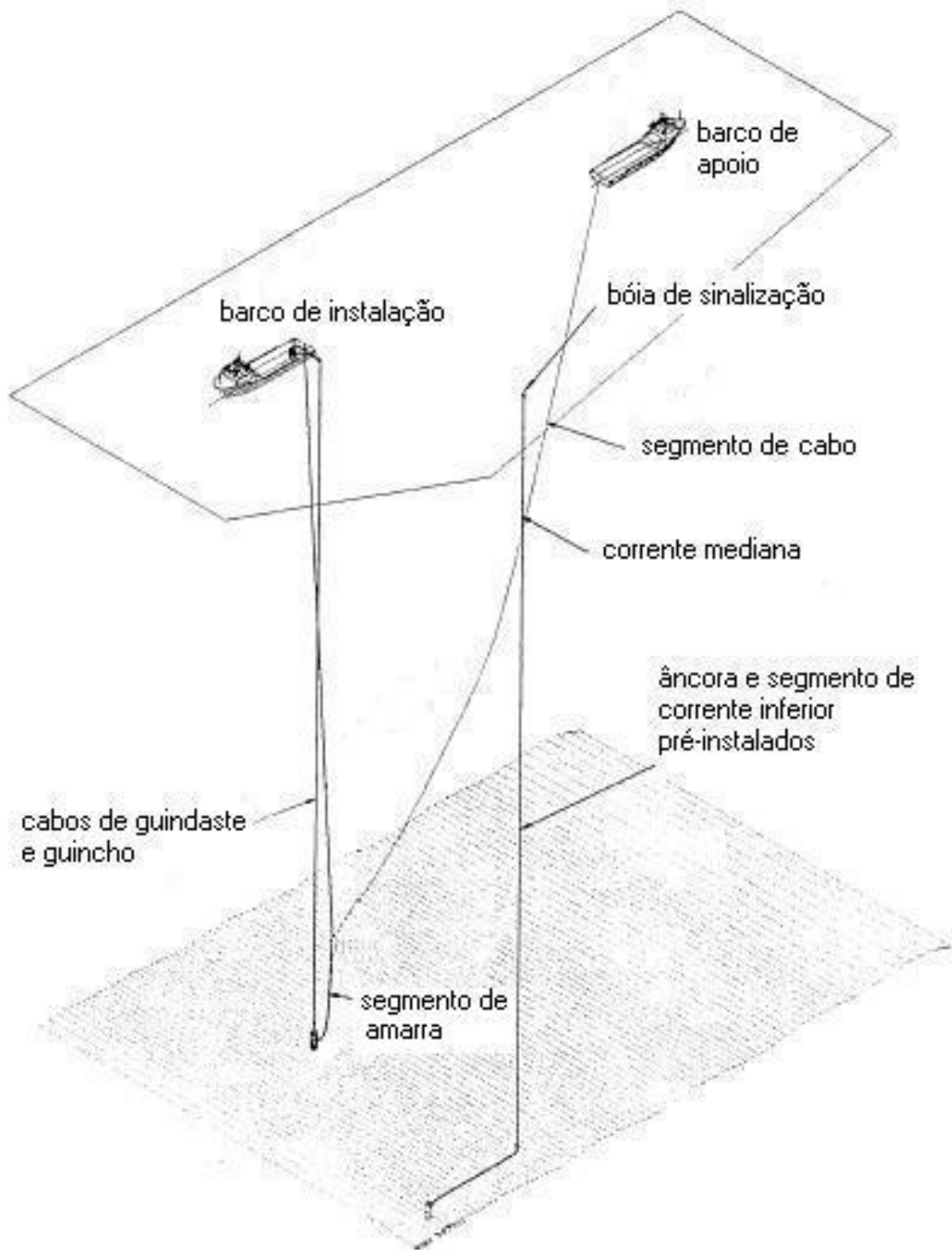


Figura 3.4.3-d. Instalação de Âncoras utilizando duas embarcações

#### 3.4.4. FPSO P-48: amarração das âncoras e conexão dos risers

Esta etapa de instalação do sistema de produção se iniciará com a chegada da unidade de produção à sua localização no campo de Caratinga. Nesta etapa, serão disponibilizados 5 rebocadores, os quais deverão atuar desde a atividade de posicionamento do FPSO P-48 até a conexão do sistema submarino com a unidade de produção.

Quando o FPSO P-48 alcançar a sua localização final, passará então a ser conduzida por rebocadores para a operação de ancoragem. O rebocador principal conduzirá o FPSO P-48 pela proa deste e os outros rebocadores menores ajudarão o controle do FPSO P-48 pela popa. O conjunto se aproximará lentamente da localização final numa direção que seja favorável às condições ambientais presentes, principalmente levando em consideração as variáveis vento e corrente.

Na fase de amarração dos cabos das âncoras ao FPSO P-48, barcos AHT se unirão aos outros barcos no controle do FPSO P-48 enquanto outra embarcação tratará da realização dos procedimentos de conexão dos cabos ao FPSO P-48 (operações de *pull-in*).

O FPSO P-48 deverá estar equipado com um cabo mensageiro para conduzir a conexão entre a porção superior dos *risers* às “bocas de sino”. Cada *riser* será individualmente puxado da embarcação de lançamento para o convés de conexão de risers no FPSO P-48, auxiliado por um cabo guia e guiado pelo respectivo *l-tube*. Durante as operações de *pull-in*, a embarcação de lançamento estará posicionada a 30 metros do FPSO P-48.

### 3.5 TESTES DE ESTANQUEIDADE DAS LINHAS DE FLUXO DE PROCESSO

O projeto de desenvolvimento do campo de Caratinga prevê a realização de diversos testes para constatação da integridade das linhas de fluxo de processo (produção, injeção de água, gás *lift*, umbilical de controle e exportação de gás).

Alguns testes serão realizados *onshore* pelos próprios fabricantes das linhas ou na base logística de Niterói, antes da instalação do sistema *subsea*. Outros testes serão realizados *offshore* durante e após a instalação das linhas flexíveis e umbilicais.

Conforme foi descrito na instalação das linhas de fluxo de processo (item 3.4.1), parte destas serão temporariamente abandonadas no leito marinho, após o término dos testes *offshore*, sob as seguintes condições a fim de manter suas integridades: linhas de produção, injeção e gás *lift* serão completadas com “água inibida” (o Quadro 3.5-a apresenta a composição e condições de aplicação da “água inibida”), linhas flexíveis de exportação de gás serão secas com N<sub>2</sub> a 1 atm e por fim os umbilicais serão enchidos com fluido hidráulico específico (*Marston Bentley Oceanic HW-525P*). As fichas de segurança (*MSDS*) destes produtos químicos podem ser encontradas no Anexo 2 deste RAA.

Quadro 3.5-a. Água Inibida: composição e condições de aplicação

| PRODUTOS   | PERÍODO DE PROTEÇÃO          | DOSAGEM RECOMENDADA |
|--|------------------------------|---------------------|
| Biocida<br>( <i>Blacksmith B1150</i> )                                 | até 12 meses<br>até 24 meses | 100 ppm<br>200 ppm  |
| Sequestrante de Oxigênio<br>( <i>Blacksmith OS3</i> )                  | até 24 meses                 | 250 ppm             |
| Corante traçador fluorescente<br>( <i>Blacksmith Fluorescein 40%</i> ) | até 24 meses                 | 30 ppm              |

Fonte: PETROBRAS

O Quadro 3.5-b apresenta os valores da pressão a ser empregada nos testes hidrostáticos e de estanqueidade para as linhas de fluxo de processo. Convém mencionar que os testes de estanqueidade serão realizados a uma pressão de 1,1 vezes a pressão de projeto (DP) da linha, exceto para as mangueiras de controle hidráulico dos umbilicais, que serão testadas a 1,0 x DP.

Quadro 3.5-b. Pressão de teste aplicada às linhas de fluxo de processo

| LINHAS FLEXÍVEIS  | PRESSÃO DE PROJETO – DP (psi) | TESTE HIDROSTÁTICO (psi) | TESTE DE ESTANQUEIDADE (psi)                       | TESTE DE INTEGRIDADE ESTRUTURAL                    |
|---|-------------------------------|--------------------------|--|--|
| Produção, Injeção e Anular (Gás <i>lift</i> )                     | 3.000                         | 1,5 DP (4.500)           | 1,1 DP (3.300)                                     | 1,25 DP (3.750)                                    |
| Gasoduto flexível   | 2.700                         | 1,5 DP (4.050)           | N/A  | N/A  |
| Umbilical<br>Controle hidráulico<br>Etanol<br>Injeção de químicos | 5.000                         | 1,5 DP (7.500)           | 1,0 DP (5.000)<br>1,1 DP (5.500)<br>1,1 DP (5.500) | 1,0 DP (5.000)<br>1,1 DP (5.500)<br>1,1 DP (5.500) |

Fonte: PETROBRAS

Obs.: DP – pressão de projeto

Com relação aos testes hidrostáticos (*onshore*), a pressurização será realizada numa taxa máxima de 3 bar/min até o valor 104% da pressão de teste (nominal) e mantido por um período de no mínimo 2 horas para estabilização.

Para o gasoduto flexível, o teste hidrostático será feito com glicol (ou outro fluido que não forme hidrato). Após este teste, serão realizadas operações de *pigging* nas linhas, sendo o ar remanescente retirado posteriormente com passagem de N<sub>2</sub> a 1 atm.

O PLET CRT-01 também será hidrotestado - a pressão de teste será de 1,5 DP. Antes do embarque para o local no campo de produção, suas tubulações serão enchidas com inibidor de hidrato (tubulação central), água inibida ou glicol (tubulações entre as válvulas e o módulo de conexão vertical – MCV).

Os Quadros 3.5-c e d, em seguida, resumem os testes *onshore* que serão realizados nas linhas de fluxo de processo após a sua fabricação.

Quadro 3.5-c. Testes aplicáveis *onshore* às linhas de fluxo de processo

| TESTE                  | FLUIDO               | LINHAS FLEXÍVEIS A SEREM TESTADAS | COMENTÁRIOS  |
|------------------------|----------------------|-----------------------------------|--|
| Calibração da linha    | água                 | P, A, EG                          | Diâmetro do calibrador:<br>=ID-10 mm (ID<200mm)<br>=0,95 ID (ID>200 mm)        |
| Hidrostático           | água                 | P, A, I, EG                       | 24 horas a 1,5 DP  |
| Condutividade Elétrica | N/A                  | P, A, I, EG                       | Condutividade elétrica entre as terminações das linhas ( <i>end fittings</i> ) |
| Resistência Elétrica   | N/A                  | P, A, EG                          | Resistência entre a carcassa e as terminações ( <i>end fittings</i> )          |
| Vent do Anular         | N <sub>2</sub> ou ar | P, A, I, EG                       | Checar fluxo do anular para as válvulas vent                                   |

Fonte: PETROBRAS

 P – linha de produção; A – linha de gás *lift* (anular) I – linha de injeção EG – gasoduto flexível, exportação de gás

 Quadro 3.5-d. Testes aplicáveis *onshore* aos umbilicais eletro-hidráulicos

| TESTE  | FLUIDO   | LINHAS FLEXÍVEIS A SEREM TESTADAS                     | COMENTÁRIOS  |
|--|--|---|--|
| Resistência do condutor DC                       | N/A  | Cabos elétricos                                       | Padrão aplicável<br>API 17E ( <i>Specification for subsea production control umbilicals</i> )                                |
| Resistência do Isolante                          | N/A  | Cabos elétricos                                       | Padrão aplicável<br>API 17E ( <i>Specification for subsea production control umbilicals</i> )                                |
| Alta voltagem DC                                 | N/A  | Cabos elétricos                                       | Padrão aplicável<br>API 17E ( <i>Specification for subsea production control umbilicals</i> )                                |
| Medidas de Indutância, Capacitância e Impedância | N/A  | Cabos elétricos                                       | Padrão aplicável<br>API 17E ( <i>Specification for subsea production control umbilicals</i> )                                |
| Reflectometria                                   | N/A  | Cabos elétricos                                       | Padrão aplicável<br>API 17E ( <i>Specification for subsea production control umbilicals</i> )                                |
| Teste de pressão ( <i>pressure test</i> )        | água   | Mangueiras de controle e injeção de químicos e etanol | 4 horas a 1,5 x DP   |
| Limpeza  | Fluido hidráulico<br>Moston<br>Bentley<br>Oceanic<br>HW 525P | Mangueiras de controle e injeção de químicos e etanol | Padrão aplicável<br>NAS 1638 ( <i>Cleanliness requirements of parts in hydraulic systems – National Aerospace Standard</i> ) |

Fonte: PETROBRAS

Conforme mencionado no início deste item, serão realizados testes antes e durante a instalação das linhas de fluxo de processo. Antes do lançamento, as junções entre as seções das linhas flexíveis serão testadas externamente com N<sub>2</sub> a 750 psi (segundo procedimento do fabricante) a fim de se verificar suas integridades.

As linhas de produção, gás *lift* (anular) e injeção serão enchidas com água inibida (ver composição no Quadro 3.5-a deste item) antes do lançamento e abandono temporário no leito marinho. Este teste será realizado de maneira controlada visando evitar a permanência de ar no interior das linhas (a fim de minimizar problemas de estabilização durante os testes de pressão) podendo ser feito na base logística de Niterói (Ilha da Conceição) ou na embarcação de lançamento de linhas.

Os testes de estanqueidade serão realizados a partir do FPSO P-48 após a conexão das linhas às cabeças de poço e ao FPSO P-48. A pressão de teste será 1,1 vezes a pressão de projeto (DP) durante 6 horas com uma taxa de pressurização e depressurização não superior a 3bar/min .

Os Quadros 3.5-e e f, apresentam a seguir, um resumo dos testes a serem realizados *offshore* durante e após a instalação das linhas de fluxo de processo.

Quadro 3.5-e. Testes aplicáveis *offshore* às linhas de fluxo de processo

| TESTE   | FLUIDO              | LINHAS FLEXÍVEIS A SEREM TESTADAS | COMENTÁRIOS  |
|---|---------------------|-----------------------------------|--|
| Selagem das junções entre as linhas ( <i>seal joint leak test</i> ) | N <sub>2</sub>      | P, A, I, EG                       | 750 psi, no barco de lançamento de linhas                                  |
| <i>Flooding</i>   | Água do mar Tratada | P, A, I                           | Em Niterói ou no barco de lançamento                                       |
| Estanqueidade   | Água do mar         | P, A, I                           | 6 horas a 1,1 vezes DP   |
| Integridade Estrutural  | Água do mar         | P, A, I                           | 6 horas a 1,25 vezes DP (caso ocorra suspeita de danos durante instalação) |

Fonte: PETROBRAS

P – linha de produção; A – linha de gás *lift* (anular); I – linha de injeção; EG – gasoduto flexível, exportação de gás

Quadro 3.5-f. Testes aplicáveis *offshore* aos umbilicais eletro-hidráulicos

| TESTE                      | FLUIDO                                 | LINHAS FLEXÍVEIS A SEREM TESTADAS                     | COMENTÁRIOS   |
|----------------------------|--|---|---|
| Resistência do condutor DC | N/A                                    | Cabos elétricos                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Antes da conexão ao <i>hub</i> do <i>flowline</i> (FLH) à bordo da embarcação de lançamento;</li> <li>▪ Após a conexão ao <i>hub</i> do <i>flowline</i> (FLH) à bordo da embarcação de lançamento</li> </ul>               |
| Resistência do Isolante    | N/A                                    | Cabos elétricos                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Antes da conexão ao <i>hub</i> do <i>flowline</i> (FLH) à bordo da embarcação de lançamento</li> <li>▪ Após a conexão ao <i>hub</i> do <i>flowline</i> (FLH) à bordo da embarcação de lançamento</li> </ul>                |
| Reflectometria             | N/A                                    | Cabos elétricos                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Após conexão ao <i>hub</i> do <i>flowline</i> (FLH) à bordo da embarcação de lançamento</li> <li>▪ Durante o lançamento</li> <li>▪ Após instalação e travamento às ANMs</li> <li>▪ Antes do <i>Overboarding</i></li> </ul> |
| Estanqueidade              | <i>Marston Bentley Oceanic HW 525P</i> | Mangueiras de controle e injeção de químicos e etanol | Pressão de teste: 1,0 vez DP à bordo da embarcação de lançamento de linhas  |

Fonte: PETROBRAS

Finalmente, a ativação do sistema submarino do projeto Caratinga prevê a realização de testes finais a fim de se completar os testes *offshore*, após a conexão das linhas aos poços e ao FPSO P-48.

O volume de água do mar no interior das linhas de produção e gás *lift* será deslocado através do bombeamento de diesel da linha anular para a de produção. *Pigs* espuma serão utilizados para separação água/diesel. A bordo do FPSO P-48, este volume será direcionado para os hidrociclones para adequado tratamento e então enviado ao tanque de água produzida para posterior descarte.

A água inibida remanescente no interior das linhas de injeção, proveniente dos testes hidrostáticos anteriores, será deslocada para os poços pela passagem de água de injeção.

Testes de estanqueidade, além de testes para verificação de funções de controle, serão realizados nos umbilicais hidráulicos e eletro-hidráulicos após instalação e conexão ao FPSO P-48. O deslocamento do fluido hidráulico nas mangueiras de injeção de químicos será feito com os correspondentes produtos químicos.

O gasoduto flexível do FPSO P-48 para o PLEM BR-01 sofrerá operação de *pigging* com N<sub>2</sub> após ser enchido com inibidor de hidrato. Após a operação de *pigging*, a linha



gasoduto flexível P-48 – PLEM BR-01 é pressurizada com nitrogênio e gás de exportação. Após abertura das válvulas no PLEM BR-01, o gás juntamente com os *pigs* de inibidor de hidrato são enviados para PNA-1 dando início a exportação de gás do FPSO P-48 para PNA-1.

### 3.6 ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO

#### 3.6.1. Óleo

O escoamento do óleo produzido no campo de Caratinga será através de navios aliviadores em *tandem* com o FPSO P-48, isto é, alinhando popa ou proa do FPSO P-48 com a proa do aliviador. A operação de transferência será feita através de mangueiras flexíveis (mangotes) de 20” de diâmetro e comprimento de 250 e 300 metros (mangotes principal e alternativo, respectivamente). A Figura 3.6.1-a a seguir ilustra uma operação de transferência de óleo em *tandem* similar ao descrito anteriormente.



Figura 3.6.1-a. Exemplo de operação de transferência de óleo *in tandem*.

Fonte: UKOOA - United Kingdom Offshore Operators Association

O procedimento operacional consiste das manobras de amarração, conexão, *offloading* (transferência), desconexão e desamarração sendo que todas as operações são devidamente inspecionadas por marinheiros de convés a fim de detectar vazamentos no mar.

As operações de amarração e desamarração, por segurança operacional, serão efetuadas à luz do dia e com boa visibilidade, com início previsto para até 5 (cinco) horas antes do por do sol. Entretanto, desde que previamente acordada entre os responsáveis pelas manobras no Aliviador e no FPSO P-48, poderão ocorrer manobras noturnas de desamarração.

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



O Quadro 3.6.1-a a seguir apresenta algumas características da operação de transferência de Óleo.

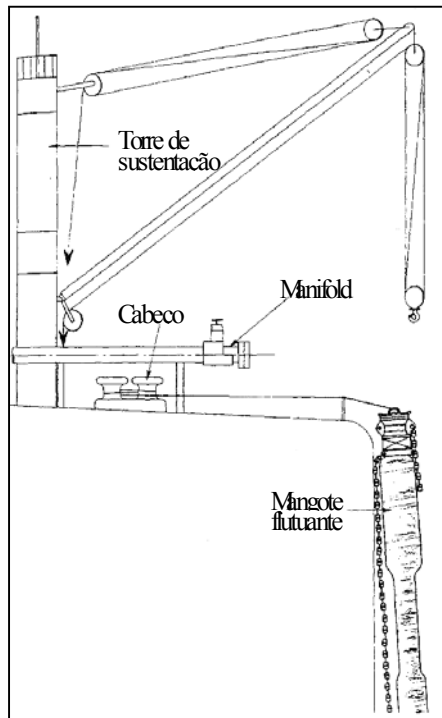
Quadro 3.6.1-a. Características da Operação de Transferência de Óleo (*offloading*)

| PARÂMETROS DA OPERAÇÃO                 | VALOR  |
|--|--|
| Distância entre o aliviador e o FPSO   | 150 metros   |
| Taxa de transferência                  | 164.000 m <sup>3</sup> em no máximo 24 horas<br>(6.833,33 m <sup>3</sup> /h) |
| Frequência                             | 1 operação a cada 7 dias   |
| Pressão de <i>shutdown</i> no manifold | 10,86 atm (11 bar)   |

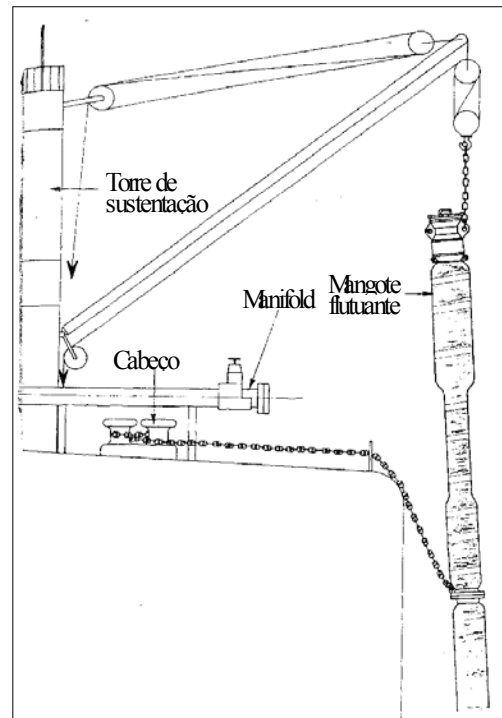
Antes da operação de transferência do óleo produzido, serão efetuados testes de estanqueidade em ambos os mangotes. A transferência é realizada com o sistema de gás inerte ligado mantendo a pressão de trabalho e teor de O<sub>2</sub> nos tanques em níveis normais de operação e segurança. Encerrada a operação, dá-se início à limpeza do mangote. Tanto o teste de estanqueidade e limpeza serão feitos com água do mar oriunda dos tanques *slop* limpo ou caixas de mar.

Convém mencionar que 24 horas antes da chegada do Aliviador, serão tomados cuidados iniciais tais como inspeção na casa de bomba, teste do sistema de gás inerte, verificação do mangote e sistema de amarração / desamarração, teste de bombas e checagem do sistema de emergência para desamarração.

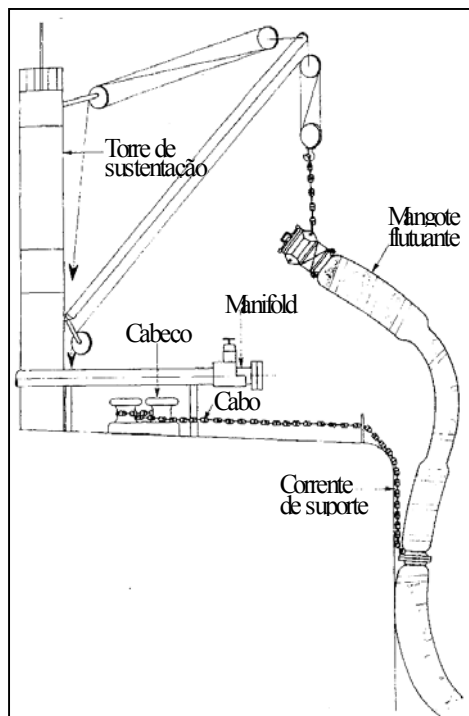
Na Figura 3.6.1-b, são apresentadas as etapas necessárias para a operação de conexão entre o FPSO P-48 e o Aliviador sob máquina nas imediações da unidade.



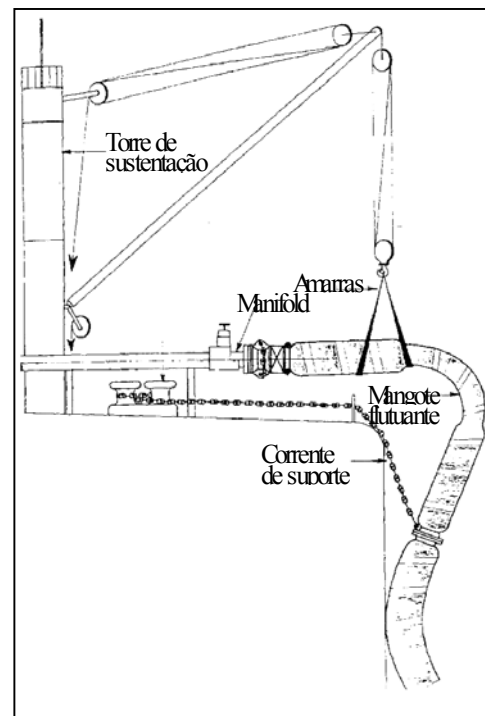
(1)



(2)



(3)



(4)

Figura 3.6.1-b. Etapas da operação da conexão do mangote para *offloading*

Fonte: Halliburton Subsea

### 3.6.2. Gás

Conforme detalhado anteriormente, no item 3.2.3, referente à planta de processo do FPSO P-48, o gás que é separado do fluxo de produção encontra quatro diferentes destinações: gás para exportação, gás *lift* para injeção, gás para geração de energia elétrica e finalmente gás para queima no *flare*.

Esta exportação se processa através de um gasoduto flexível submarino de 9,5” com 1.064 metros de extensão interligado ao PLET CRT-01 e deste a outros gasoduto flexível submarino de 9,5” e 9.348 metros interligado ao PLEM BR-01 (localizado no campo de Barracuda), que por sua vez será interligado ao gasoduto rígido já existente de Barracuda – PNA-1 com cerca de 22 km de extensão, conforme já descrito no item 3.3.3 deste Relatório.

## 3.7. CURVAS DE PRODUÇÃO

### 3.7.1. Óleo

Estima-se que as reservas originais de óleo no campo de Caratinga sejam da ordem de 49,6 milhões de metros cúbicos.

O Quadro 3.7.1-a apresenta a produção média diária de óleo estimada para o campo de Caratinga no período de exploração de 2003 a 2026. Já a Figura 3.7.1-a apresenta as curvas de produção média e acumuladas previstas.

Quadro 3.7.1-a. Produção diária de óleo estimada para Caratinga

| ANO  | Óleo (m3/dia) | ANO  | Óleo (m3/dia) |
|------|---------------|------|---------------|
| 2003 | 2.146,71      | 2015 | 3.200,40      |
| 2004 | 17.206,39     | 2016 | 2.777,40      |
| 2005 | 18.513,00     | 2017 | 2.338,20      |
| 2006 | 18.269,10     | 2018 | 2.070,90      |
| 2007 | 15.790,50     | 2019 | 1.864,80      |
| 2008 | 12.238,20     | 2020 | 1.695,60      |
| 2009 | 9.037,80      | 2021 | 1.620,00      |
| 2010 | 6.817,50      | 2022 | 1.526,40      |
| 2011 | 5.301,90      | 2023 | 1.457,10      |
| 2012 | 4.373,10      | 2024 | 1.401,30      |
| 2013 | 3.914,10      | 2025 | 1.357,20      |
| 2014 | 3.568,50      | 2026 | 1.189,80      |

Fonte: PETROBRAS

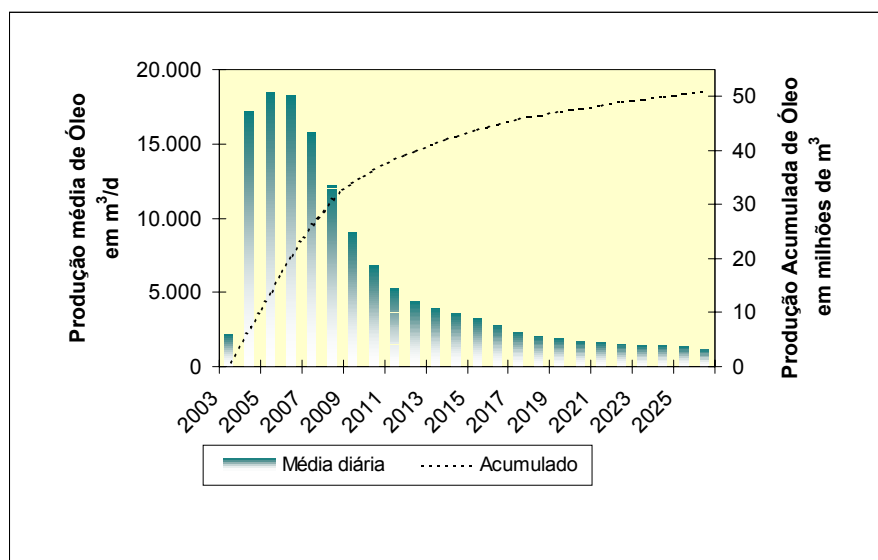


Figura 3.7.1-a. Curva de Produção de Óleo estimada ao longo de 23 anos de desenvolvimento do campo de Caratinga.

Conforme o Quadro 3.7.1-a, verifica-se que a produção máxima de óleo, de cerca de 18.500 m<sup>3</sup> / dia, ocorrerá em meados de 2005 decrescendo de forma não-linear até cerca de 1.200 m<sup>3</sup> / dia ao final do período de desenvolvimento do campo.

### 3.7.2. Gás

As reservas totais de gás do campo de Caratinga são de 3,774 bilhões de metros cúbicos.

O projeto de desenvolvimento do campo de Caratinga, conforme descrito anteriormente no item 3.3.3, prevê a exportação da maior parte do gás separado do óleo, o consumo interno para geração de energia, e injeção como gás *lift*, além de pequena queima no *flare*. A previsão de produção, consumo e distribuição é apresentado no Quadro 3.7.2-a a seguir.

Quadro 3.7.2-a. Produção diária de gás estimada para Caratinga e seus fins (em mil m<sup>3</sup>/dia).  
Continua...

| ANO  | PRODUÇÃO | CONSUMO | QUEIMA |      | EXPORTAÇÃO | GÁS LIFT |
|------|----------|---------|--------|------|------------|----------|
|      |          |         | BAIXA  | ALTA |            |          |
| 2003 | 196,5    | 127,8   | 58,9   | 39,3 | -29,5      | 1160,0   |
| 2004 | 1579,8   | 304,1   | 142,2  | 94,8 | 1038,8     | 1360,0   |
| 2005 | 1679,0   | 302,4   | 100,7  | 67,2 | 1208,7     | 1575,0   |
| 2006 | 1611,9   | 288,8   | 48,4   | 32,2 | 1242,6     | 1575,0   |
| 2007 | 1321,5   | 283,6   | 39,6   | 26,4 | 971,8      | 1620,0   |
| 2008 | 1036,5   | 278,5   | 31,1   | 20,7 | 706,2      | 1575,0   |
| 2009 | 789,2    | 211,7   | 23,7   | 15,8 | 538,1      | 1575,0   |
| 2010 | 604,7    | 198,9   | 18,1   | 12,1 | 375,6      | 1575,0   |

Quadro 3.7.2-a. Produção diária de gás estimada para Caratinga e seus fins (em mil m<sup>3</sup>/dia).  
Continuação

| ANO  | PRODUÇÃO | CONSUMO | QUEIMA |      | EXPORTAÇÃO | GÁS LIFT |
|------|----------|---------|--------|------|------------|----------|
|      |          |         | BAIXA  | ALTA |            |          |
| 2011 | 467,8    | 175,9   | 14,0   | 9,4  | 268,5      | 1575,0   |
| 2012 | 385,0    | 155,8   | 11,5   | 7,7  | 209,9      | 1620,0   |
| 2013 | 345,5    | 152,0   | 10,4   | 6,9  | 176,3      | 1620,0   |
| 2014 | 313,9    | 145,4   | 9,4    | 6,3  | 152,8      | 1485,0   |
| 2015 | 282,0    | 138,2   | 8,5    | 5,6  | 129,7      | 1323,0   |
| 2016 | 288,7    | 132,6   | 8,7    | 5,8  | 141,7      | 1098,0   |
| 2017 | 264,6    | 127,8   | 7,9    | 5,3  | 123,6      | 1107,0   |
| 2018 | 212,2    | 129,1   | 6,4    | 4,2  | 72,5       | 1017,0   |
| 2019 | 189,5    | 124,4   | 5,7    | 3,8  | 55,7       | 909,0    |
| 2020 | 170,4    | 117,4   | 5,1    | 3,4  | 44,4       | 900,0    |
| 2021 | 162,3    | 117,4   | 4,9    | 3,2  | 36,8       | 900,0    |
| 2022 | 152,1    | 117,4   | 4,6    | 3,0  | 27,1       | 900,0    |
| 2023 | 143,4    | 117,4   | 4,3    | 2,9  | 18,8       | 900,0    |
| 2024 | 136,1    | 117,4   | 4,1    | 2,7  | 11,9       | 900,0    |
| 2025 | 129,6    | 117,4   | 3,9    | 2,6  | 5,7        | 900,0    |

Fonte: PETROBRAS

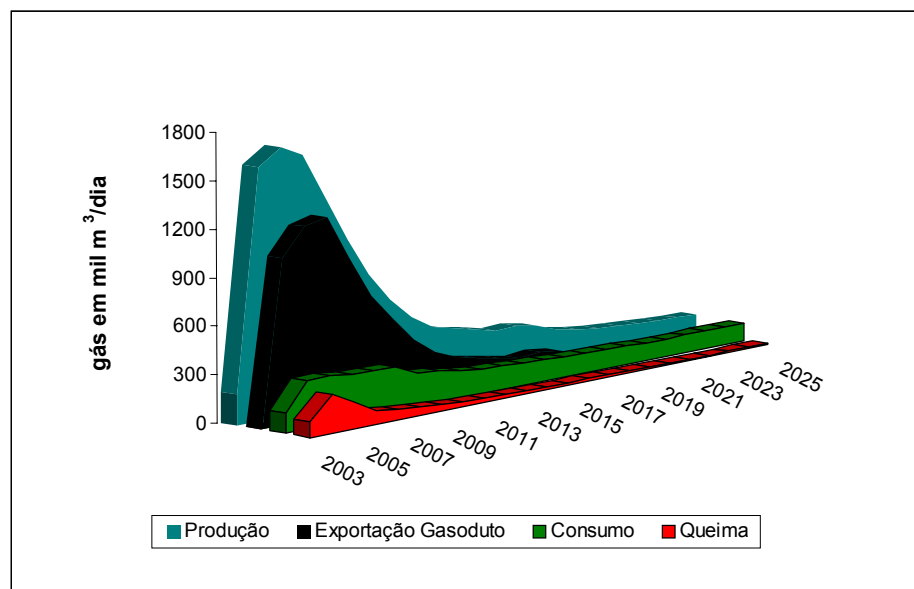


Figura 3.7.2-a. Curva de Produção de Gás e seus fins (exportação, consumo interno e queima no *flare*) estimados no período de desenvolvimento do campo de Caratinga.

### 3.7.3. Água Produzida

Conforme detalhamento anterior do item 3.2.3-d, ao longo do período exploratório do campo de Caratinga haverá a produção de água, além de óleo e gás. O Quadro 3.7.3-a apresenta a estimativa de água produzida durante o desenvolvimento do campo de Caratinga.

Conforme pode ser observado na Figura 3.7.3-a, o volume de água produzida aumenta gradativamente, de acordo com as atividades de exploração de hidrocarbonetos até meados de 2014. Esta água produzida será lançada ao mar após devido tratamento de acordo com a legislação pertinente (Resolução CONAMA 20), conforme descrito no item 3.8.

Quadro 3.7.3-a. Produção diária de Água estimada para Caratinga

| ANO  | Água (m <sup>3</sup> /dia) | ANO  | Água (m <sup>3</sup> /dia) |
|------|----------------------------|------|----------------------------|
| 2003 | 0,26                       | 2015 | 11.848,50                  |
| 2004 | 0,81                       | 2016 | 10.863,90                  |
| 2005 | 0,85                       | 2017 | 9.015,30                   |
| 2006 | 18,90                      | 2018 | 7.575,30                   |
| 2007 | 1.267,20                   | 2019 | 6.578,10                   |
| 2008 | 4.097,70                   | 2020 | 5.454,90                   |
| 2009 | 6.782,40                   | 2021 | 5.389,20                   |
| 2010 | 9.151,20                   | 2022 | 5.591,70                   |
| 2011 | 10.891,80                  | 2023 | 5.774,40                   |
| 2012 | 12.159,00                  | 2024 | 5.959,80                   |
| 2013 | 12.813,30                  | 2025 | 6.156,90                   |
| 2014 | 12.996,00                  | 2026 | 5.865,30                   |

Fonte: PETROBRAS

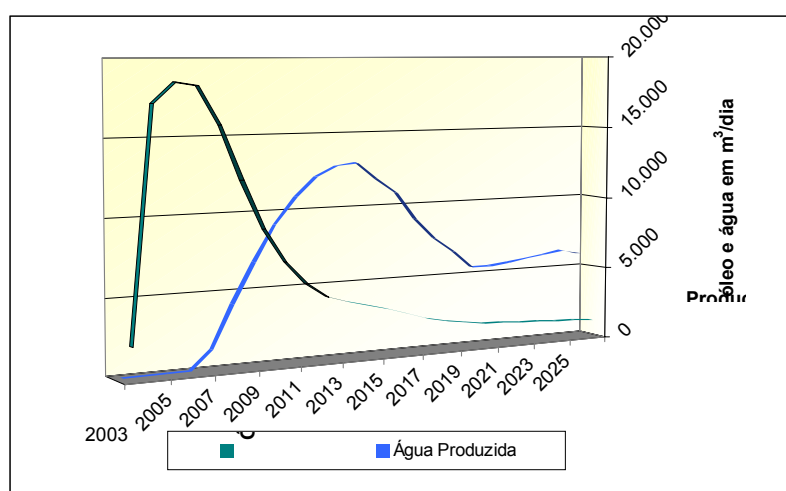


Figura 3.7.3-a. Curva de produção de Água ao longo do período de desenvolvimento do campo de Caratinga