

3.3 DESCRIÇÃO DAS INSTALAÇÕES SUBMARINAS

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

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

Estruturas submarinas – Árvores de Natal Molhadas (ANMs) e as estruturas de interligação do gasoduto – PLET/SDV (*Pipeline End Termination / Shut Down Valve*), a ser instalado no campo de Albacora Leste, aproximadamente a 1.800 metros da face boreste da P-50, - o existente PLAEM (*Pipeline Almost End Manifold*) de Roncador, localizado a oeste do campo de Albacora.

Sistema de exportação de gás – Trechos de gasoduto rígido e flexível, os quais serão utilizados para exportar parte do gás produzido no campo de Albacora Leste para as plataformas PGP-1 (em operação normal) e PNA-1 (em caso de fechamento de PGP-1).

Os itens a seguir apresentam uma descrição detalhada destas instalações submarinas. O arranjo submarino do campo de Albacora Leste, com a disposição das instalações supracitadas está ilustrado na Figura 3.3-a.

Figura 3.3-a Arranjo Submarino do campo de Albacora Leste

3.3.1. Sistema de Coleta da Produção

A PETROBRAS em conjunto com o grupo *Technip-Coflexip* realizaram preliminarmente análises dinâmicas globais, de tensões nas camadas metálicas, instalação e fadiga, referentes às linhas flexíveis e umbilicais de controle.

É importante ressaltar que todas as análises foram realizadas considerando sempre as condições operacionais mais severas, extremas e normais, de instalação e fadiga das linhas flexíveis e umbilicais analisados.

As premissas básicas de projeto que foram consideradas no dimensionamento e nas análises do comportamento mecânico dos flexíveis de produção de óleo & gás, gás lift, injeção de água e umbilicais de controle foram o fluido interno, ângulo de topo, offset, onda, corrente, lâmina d'água, etc.

Os resultados preliminares destas análises (análises globais, análises locais de tensões, projeto dos enrijecedores de curvatura, análise de estabilidade no fundo e análise de instalação, etc) permitem concluir que todas as linhas flexíveis e umbilicais de controle poderão ser interligados ao FPSO P-50 em configuração catenária livre.

O campo de Albacora Leste será desenvolvido através de 18 poços de produção e 11 de injeção de água, sendo 7 poços ligados diretamente ao FPSO P-50 e os demais 4 poços em sistema Piggy-Back.

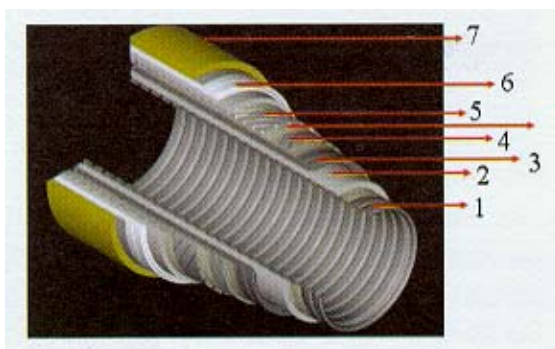
Cada poço produtor será interligado ao FPSO P-50, através de um conjunto (*bundle*) de três linhas, sendo uma de produção, uma de gás lift (acesso ao anular da coluna de produção) e a última do umbilical de controle. Cada poço de injeção de água quer seja ligado diretamente ao FPSO P-50, ou a uma BAP (Base Adaptadora de Produção) Piggy-Back, possuirá um *bundle* composto de duas linhas flexíveis, sendo uma de injeção e outra do umbilical de controle.

Portanto, o FPSO P-50 será projetado para receber 74 risers, sendo 18 linhas de produção, 18 linhas de injeção de gás *lift*, 9 linhas de injeção de água, 1 linha de exportação de gás e finalmente 28 umbilicais de controle, sendo um deles para controlar a SDV (*ShutDown Valve*) instalada no PLET (*Pipeline End Termination*) do gasoduto.

Para o sistema de coleta de produção, todas as linhas serão flexíveis e fabricadas em diâmetros internos que variam de 4 a 8". Basicamente serão de dois tipos:

- *Flowlines* ou Estáticas (que ficam assentadas no fundo do mar)
- *Risers* ou Dinâmicas (que ficam suspensas e fazem a conexão dos *flowlines* com o FPSO P-50)

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.

**Legenda**

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

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 do sistema de coleta serão projetadas para operarem durante 20 anos de vida útil de acordo com a seguinte correlação de profundidade:

- Estruturas dinâmicas (risers de produção, gás lift, injeção e umbilical) = até 1500 metros ;
- Estruturas estáticas (flowlines de produção, gás lift, injeção e umbilical) = 2000 metros;
- Estruturas estáticas (umbilical sistema *piggy-back*) = até 1500 metros;

Todas estas linhas terão ainda proteção contra incidência de radiação UV, e contra o crescimento de microorganismos (por exemplo, bactérias redutoras de sulfato – BRS) em seus interiores.

Quanto à abrasão no leito marinho (trecho do riser que entra em contato com o solo marinho), todos os risers terão proteção mecânica ao redor de sua capa externa somente se a investigação geotécnica, já em andamento, identificar a presença de corais que possam causar desgaste prematuro da camada externa.

Todas as linhas de produção, de estrutura estática, 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 lineares medidos no ar e na água do mar.

Quadro 3.3.1-a Principais Características Operacionais das linhas do Sistema de Coleta (Produção, Injeção e Gás *lift*).

LINHAS DO SISTEMA DE COLETA	VAZÃO MÁXIMA m ³ /dia	TEMPERATURA DE OPERAÇÃO (°C)	PRESSÃO DE OPERAÇÃO (PSI)
PRODUÇÃO (ID 6" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	3.500	03 – 90	3000
INJEÇÃO (ID 6" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	4.000	03 - 30	3000
INJEÇÃO PIGGY-BACK (ID 8" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	8.000	03 - 30	3000
GÁS <i>LIFT</i> (<i>riser</i> e <i>flowline</i>) ID 4"	150.000	03 – 60	3000

Fonte: PETROBRAS

Quadro 3.3.1-b Peso Linear das Linhas do sistema de coleta (no ar e na água do mar).

LINHAS DO SISTEMA DE COLETA	No ar	No ar	Na água do mar	Na água do mar
	Vazia (Kgf/m)	Cheia de água do mar (Kgf/m)	Vazia (Kgf/m)	Cheia de água do mar (Kgf/m)
PRODUÇÃO ID 6"	94,58	114,93	51,28	71,60
<i>Gas Lift</i> ID 4"	50,27	59,26	28,01	37,00
Injeção de Água ID 6"	86,47	105,17	43,03	61,73
ID 8"	142,88	178,48	72,92	108,52
Exportação de Gás ID 9,13"	166,62	213,42	77,61	124,41

Fonte: PETROBRAS

Conforme mencionado no início deste item, os *risers* estarão dispostos em configuração de catenária livre (θ , ângulo de 7°) que serão guiados, verticalizados e conectados no *riser connection deck* do FPSO P-50 através das *bocas de sino* e do *I-tube* inferior localizados no costado de bombordo da embarcação.

Considerando o calado médio de operação da P-50 igual a 14 metros, e que a boca de sino será instalada no costado a uma elevação de 3 metros, a catenária dos *risers* irá iniciar a partir de 11 metros abaixo da superfície da água, o que equivale a uma LDA de 1.229 metros.

Para esta condição, a distância horizontal entre a emenda *risers / flowlines* e a vertical de conexão dos risers no FPSO P-50 será de 763 metros. Já o ponto de contato dos risers com o fundo oceânico estará a 476 metros distante horizontalmente do FPSO P-50. A Figura 3.3.1-b, ilustra a configuração das catenárias durante a fase de produção com o navio no calado médio operacional (= 14 metros).

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

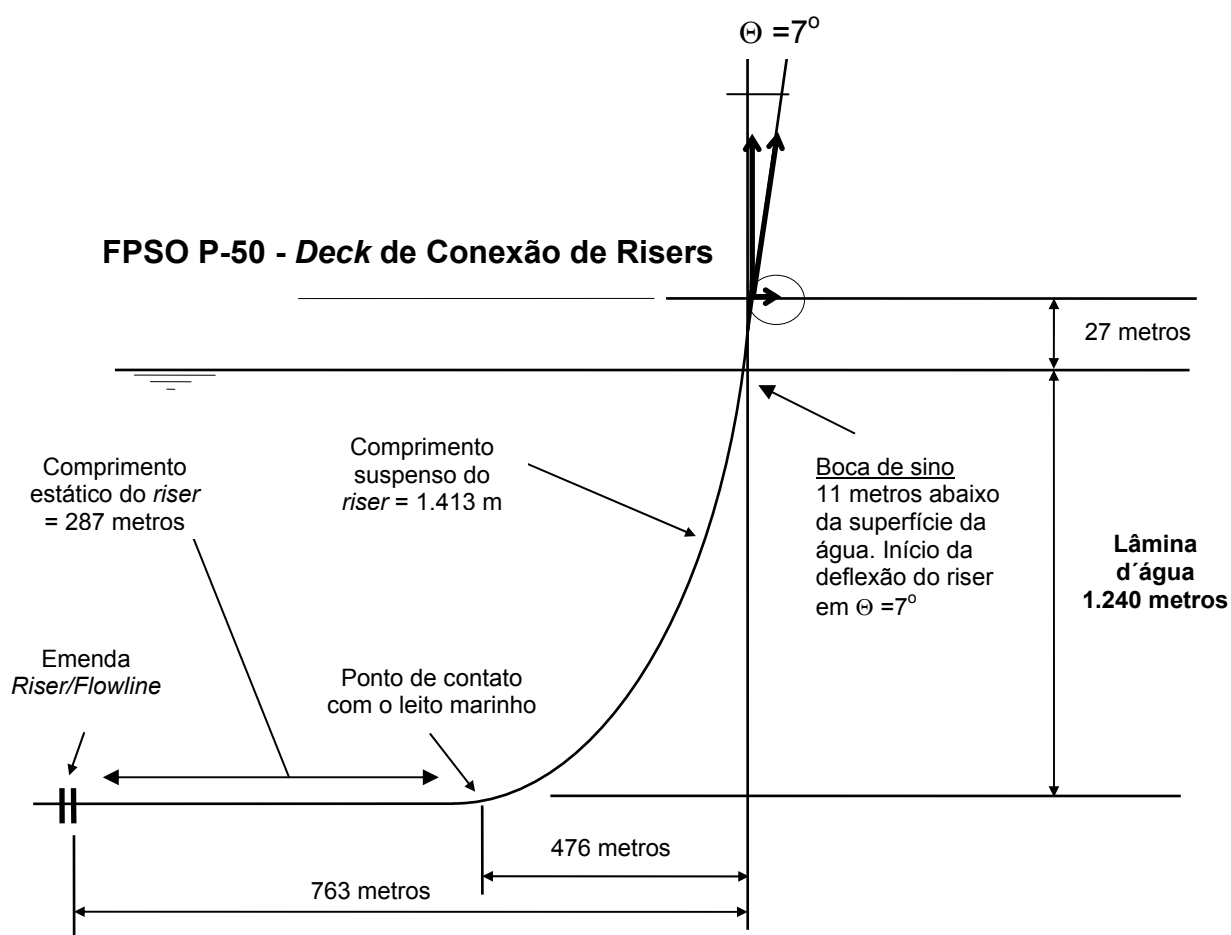


Figura 3.3.1-b. Configuração das catenárias para a fase de produção em Albacora Leste

Figura 3.3.1-c Diagrama Unifilar do Projeto de Desenvolvimento do campo de Albacora Leste

a. Linhas de produção

Conforme citado na introdução deste item 3.3.1, para o desenvolvimento do campo de Albacora Leste está prevista a utilização de 18 linhas de produção. Os *risers* estarão dispostos em configuração de catenária livre (ângulo de 7°) sendo guiados até o riser connection deck do FPSO P-50 através das *bocas de sino e dos I-tubes inferiores*.

O Quadro 3.3.1-c apresenta os comprimentos das linhas de produção a serem utilizadas no campo de Albacora Leste.

Quadro 3.3.1-c. Comprimentos das linhas de produção do campo de Albacora Leste.

POÇOS	LINHAS DE PRODUÇÃO		
	Comprimento dos <i>Risers</i> : 1.700 m		
	<i>Diâmetro interno (")</i>	<i>Flow Lines (m)</i>	<i>Total (m) Riser+Flow line</i>
1-P-1	6	2.790	4.490
1-P-2	6	4.490	6.190
1-P-3	6	3.830	5.530
1-P-4	6	5.970	7.670
1-P-5	6	3.810	5.510
1-P-6	6	3.470	5.170
1-P-8	6	3.650	5.350
1-P-9	6	2.800	4.500
1-P-10	6	1.455	3.155
1-P-12	6	2.590	4.290
1-P-13	6	3.645	5.345
1-P-14	6	3.715	5.415
1-P-15	6	3.575	5.275
1-P-16	6	4.150	5.850
2-P-1	6	3.160	4.860
2-P-6	6	5.205	6.905
2-P-7	6	6.100	7.800
4-RJS-477A	6	5.170	6.870

Fonte: PETROBRAS

b. Linhas de injeção de água

Conforme citado na introdução deste item 3.3.1, para o desenvolvimento do campo de Albacora Leste está prevista a utilização de 11 linhas de injeção. Os *risers* estarão dispostos em configuração de catenária livre (ângulo de 7°) com conexão ao FPSO P-50 através das *bocas de sino e dos I-tubes inferiores*.

O Quadro 3.3.1-d apresenta os comprimentos das linhas de injeção de água a serem utilizadas no campo de Albacora Leste.

Quadro 3.3.1-d. Comprimentos das linhas de injeção do campo de Albacora Leste.

POÇOS	LINHAS DE INJEÇÃO		
	Comprimento dos <i>Risers</i> : 1.700 m		
	<i>Diâmetro Interno</i> (")	<i>Flow Lines</i> (m)	<i>Total (m)</i> <i>Riser+Flow line</i>
1-I-1 (ligado ao PB)	6	2.825	2.825
1-I-2	6	2.220	3.920
1-I-3	6	4.665	6.365
1-I-4 (Bap PB)*	8 + 6	3.235	4.935
1-I-5	6	2.990	4.690
1-I-6	6	4.680	6.380
1-I-7 (Bap PB)*	8 + 6	2.220	3.920
1-I-8	6	2.630	4.330
1-I-9	6	2.800	4.500
2-I-1	6	3.280	4.980
2-I-3 (ligado ao PB)	6	1.725	1.725

Fonte: PETROBRAS

Obs.: PB *piggy-back*

* Diâmetro interno do trecho *riser* – 8"

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 Albacora Leste prevê a instalação de 18 linhas para injeção de gás *lift*, uma para cada poço de produção.

O Quadro 3.3.1.e apresenta os comprimentos das linhas para gás *lift* a serem utilizadas no campo de Albacora Leste.

Quadro 3.3.1-e. Comprimentos das linhas de gás *lift* do campo de Albacora Leste

POÇOS	LINHAS DE GÁS LIFT		
	Comprimento dos Risers: 1.700 metros		
	<i>Diâmetro interno (")</i>	<i>Flow Lines (m)</i>	<i>Total (m) Riser+Flow line</i>
1-P-1	4	2.790	4.490
1-P-2	4	4.490	6.190
1-P-3	4	3.830	5.530
1-P-4	4	5.970	7.670
1-P-5	4	3.810	5.510
1-P-6	4	3.470	5.170
1-P-8	4	3.650	5.350
1-P-9	4	2.800	4.500
1-P-10	4	1.455	3.155
1-P-12	4	2.590	4.290
1-P-13	4	3.645	5.345
1-P-14	4	3.715	5.415
1-P-15	4	3.575	5.275
1-P-16	4	4.150	5.850
2-P-1	4	3.160	4.860
2-P-6	4	5.205	6.905
2-P-7	4	6.100	7.800
4-RJS-477A	4	5.170	6.870

Fonte: PETROBRAS

d. Umbilicais

O umbilical de controle típico consiste 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, ajustes de aberturas em chokes submarinos, abertura e fechamento de válvula de *shutdown* submarina), injetar produtos químicos (inibidor de incrustação, desemulsificante e inibidor de hidrato – etanol), receber sinais elétricos necessários para operar e monitorar os poços de produção e de injeção.

Serão utilizados três tipos diferentes de umbilicais de controle na concepção do sistema submarino em Albacora Leste.

A Figura 3.3.1-d apresenta o corte da seção transversal de um umbilical eletro-hidráulico típico para controle de poços de produção em Albacora Leste.



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 9H+3HCR+1EC, consistirão de 12 mangueiras, sendo 9 mangueiras de 3/8" 5000 psi, para controle hidráulico das válvulas da ANM 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 1/2" serão revestidas com carcaça metálica para proteção contra colapso (HCR – *High Collapse Resistance*).

Para os poços de injeção satélites ao FPSO P-50, os umbilicais eletro-hidráulicos serão do tipo 5H+1EC (5 mangueiras de 3/8" 5000 psi para controle hidráulico e 1 cabo elétrico), exceto os poços *piggy-back* que serão 12H+1EC. O Quadro 3.3.1-f apresenta as funções de controle e os comprimentos dos umbilicais a serem utilizados nos poços do campo de Albacora Leste.

Para o controle da SDV do PLET do gasoduto, o tipo de umbilical a ser utilizado será idêntico aos dos poços injetores (5H + 1EC), por motivo de economia em escala, mesmo sabendo da não necessidade de utilização do cabo elétrico existente em tal estrutura.

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 EIA.

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

POÇO *		FUNÇÕES DE CONTROLE	COMPRIMENTO (m)	
			trecho riser	trecho flowline
1-P-1	P	9H+3HCR+1EC	1.700	2.790
1-P-2	P	9H+3HCR+1EC	1.700	4.490
1-P-3	P	9H+3HCR+1EC	1.700	3.830
1-P-4	P	9H+3HCR+1EC	1.700	5.970
1-P-5	P	9H+3HCR+1EC	1.700	3.810
1-P-6	P	9H+3HCR+1EC	1.700	3.470
1-P-8	P	9H+3HCR+1EC	1.700	3.650
1-P-9	P	9H+3HCR+1EC	1.700	2.800
1-P-10	P	9H+3HCR+1EC	1.700	1.455
1-P-12	P	9H+3HCR+1EC	1.700	2.590
1-P-13	P	9H+3HCR+1EC	1.700	3.645
1-P-14	P	9H+3HCR+1EC	1.700	3.715
1-P-15	P	9H+3HCR+1EC	1.700	3.575
1-P-16	P	9H+3HCR+1EC	1.700	4.150
2-P-1	P	9H+3HCR+1EC	1.700	3.160
2-P-6	P	9H+3HCR+1EC	1.700	5.205
2-P-7	P	9H+3HCR+1EC	1.700	6.100
4-RJS-477A	P	9H+3HCR+1EC	1.700	5.170
1-I-1 (PB)	I	12H+1EC	----	2.825
1-I-2	I	5H+1EC	1.700	2.220
1-I-3	I	5H+1EC	1.700	4.665
1-I-4	I	5H+1EC	1.700	3.235
1-I-5	I	5H+1EC	1.700	2.990
1-I-6	I	5H+1EC	1.700	4.680
1-I-7	I	5H+1EC	1.700	2.220
1-I-8	I	5H+1EC	1.700	2.630
1-I-9	I	5H+1EC	1.700	2.800
2-I-1	I	5H+1EC	1.700	3.280
2-I-3 (PB)	I	12H+1EC	-----	1.725

Fonte : PETROBRAS

* Poço: P – Produtor; I – Injetor

PB – piggy-back

Para o desenvolvimento do campo de Albacora Leste, os umbilicais serão projetados com vida útil de 20 anos em profundidades conforme informadas na seção 3.3.1 deste relatório. O Quadro 3.3.1-g apresenta os principais parâmetros de projeto das linhas de umbilical para os poços de produção e injeção de Albacora Leste.

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

PARÂMETROS	UMBILICAL PRODUÇÃO	UMBILICAL INJEÇÃO	UMBILICAL INJEÇÃO PIGGY-BACK
MANGUEIRAS			
Temperatura mínima interna, °C	4	4	4
Temperatura máxima interna, °C	60	60	60
Temperatura de operação, °C	37,5	37,5	37,5
Pressão máxima de trabalho, psi	5.000	5.000	5000
CABO ELÉTRICO			
Voltagem, volts DC	24	24	24
CONDIÇÕES EXTERNAS – ÁGUA DO MAR			
Salinidade, ppm ($\times 10^3$)	33,8– 38	33,8 – 38	33,8 – 38
Temperatura no leito marinho, °C	3,5– 12	3,5– 12	3,5 – 12
Temperatura na superfície do mar, °C	21 – 28	21 – 28	21 - 28
PESO LINEAR, kgf/m			
No ar (mang. cheias, interstícios vazios)	26,2	19,34	24,8
Na água (mang. cheias, interstícios alagados)	15,9	12,68	14,9

Fonte: Technip-Coflexip & Marine

3.3.2. Estruturas Submarinas

Neste item encontram-se descritas as estruturas submarinas que serão instaladas sobre o solo marinho. Estão incluídas neste conjunto, as estruturas que recebem a água de injeção ou escoam a produção (óleo e gás) as linhas do sistemas de coleta da produção e do sistema de exportação de gás, a saber: árvores de natal molhadas e PLET. Na Figura 3.3-a, apresentada anteriormente, pode-se observar a disposição destas estruturas no campo de Albacora Leste.

O sistema submarino de produção do campo de Albacora Leste será projetado para uma vida útil de 20 anos de serviço, com exceção do gasoduto rígido que será para 30 anos, sem necessidade de intervalos para manutenção. Estas estruturas são projetadas para operar nas profundidades locais do campo de Albacora Leste.

a. Árvores de Natal (ANM)

Após a descida da coluna de produção, é descido o equipamento denominado Árvore de Natal Molhada (ANM), que é instalada na 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 no FPSO P-50.

O projeto de desenvolvimento do campo de Albacora Leste contará com a instalação de 29 ANMs do tipo GLL, isto é, operadas sem mergulhador e sem cabos-guia (18 em poços de produção e 11 em poços de injeção).

O conjunto ANM é composto pela ANM propriamente dita, pela base das linhas de fluxo (também denominada de base adaptadora de produção - BAP), pelo suspensor de coluna (TH – *tubing hanger*), pelo módulo de conexão vertical (MCV), pela *Tree Cap* e pela Capa de Corrosão. A Figura 3.3.2-a ilustra uma representação esquemática de uma ANM a ser utilizada nos poços do campo de Albacora Leste.

A base adaptadora de produção (BAP), que é descida antes da ANM e acoplada acima da cabeça de poço, tem a função de orientar o suspensor de coluna (*tubing hanger*). Como o sistema de cabeça de poço submarino não utiliza cabos-guia (*guideless*), todas as orientações nos acoplamentos são feitas através de grandes funis, utilizando sistemas com rasgos e chavetas.

O Quadro 3.3.2-a apresenta as principais características físicas de uma ANM a ser instalada no campo de Albacora Leste.

Quadro 3.3.2-a Características físicas do conjunto ANM.

COMPONENTES	DIMENSÕES (Larg x Comp x Alt) (Diâmetro x Altura)	PESO APROX. (kg)
ANM propriamente dita	(3,38 x 3,94 x 3,78) m	26.250
BAP	(4,04 x 4,60 x 3,94) m	29.000
MCV – Módulo de Conexão Vertical de Produção	(1,17 x 1,51 x 2,41) m	2.800
MCV – Módulo de Conexão Vertical do Anular	(1,17 x 1,51 x 2,41) m	2.800
MCV – Módulo de Conexão Vertical do Umbilical	(0,89 x 1,57 x 2,51) m	2.500
Suspensor de Coluna (<i>tubing hanger</i>)	(0,39 x 1,45) m	520
<i>Tree Cap</i>	(1,67 x 2,71 x 1,97) m	8.000
Capa de Corrosão do <i>Tree Cap</i>	(36,58 x 1,91) m	330

Fonte: FMC EnergySystems

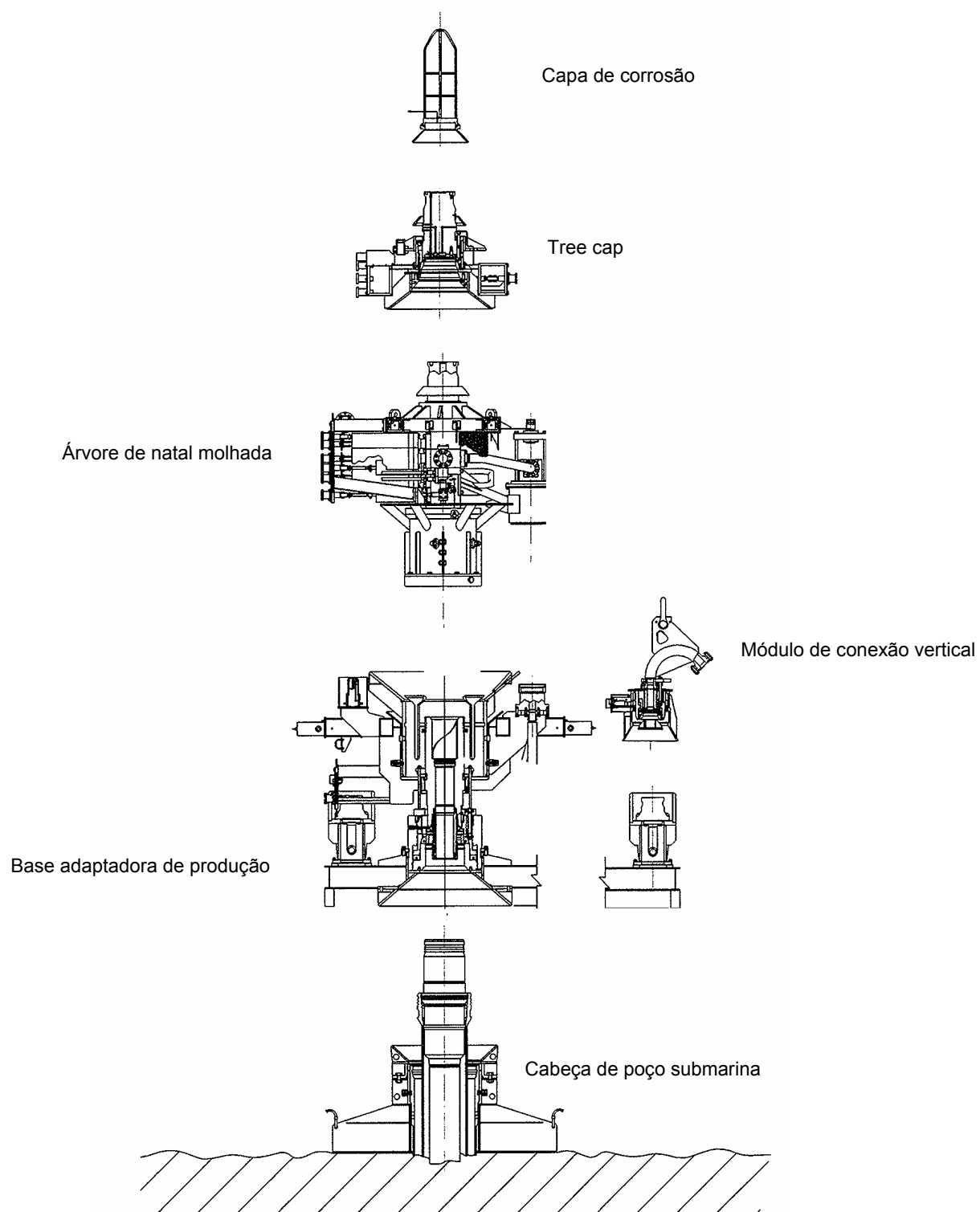


Figura 3.3.2-a. Representação esquemática de uma ANM
Fonte: PETROBRAS

Para o controle de fechamento e abertura dos poços de produção do sistema submarino do campo de Albacora Leste, serão utilizadas válvulas de segurança do tipo *Fail Safe Close*, instaladas na ANM.

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 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*.

b. Pipeline End Termination (PLET)

Conforme já apresentado na descrição geral do processo deste EIA (item 3.1), esta estrutura submarina viabilizará a conexão do *riser* flexível de 9,13" (lado P-50) ao duto rígido de 10" que será interligado ao PLAEM-1 de Roncador, a oeste do campo de Albacora, para escoamento do gás. Além da função de interligação das linhas (rígida x flexível) o equipamento também viabilizará o bloqueio do fluxo de gás para a P-50 em caso de necessidade, através de uma válvula de bloqueio (SDV) instalada no PLET que é controlada hidráulicamente a partir da P-50.

O PLET (*Pipeline End Termination*) é um equipamento constituído de uma estrutura metálica de assentamento no leito marinho que contém um *swivel* na extremidade onde será conectado o duto rígido, um conector para permitir a conexão do *riser* flexível através de um MCV (Modulo de Conexão Vertical), uma válvula de bloqueio operada por ROV, uma válvula de bloqueio de 10" atuada hidráulicamente, uma cesta para conexão do umbilical hidráulico, um MCV e as tubulações com diâmetro compatível com as linhas para viabilizar a passagem de *pig* instrumentado.

A utilização do PLET permite o lançamento do gasoduto rígido de exportação de forma desvinculada da instalação do *riser* e *flowline* flexível, além de possibilitar a manutenção dos mesmos de maneira independente. Além dessa função, está sendo instalada no PLET uma válvula SDV para impedir o retorno do gás em caso de rompimento do *riser*.

O Quadro 3.3.2-b apresenta algumas características do PLET.

Quadro 3.3.2-b Características físicas e de operação do PLET

PARÂMETROS	DESCRIÇÃO
Dimensões da base	(4,3 x 2,3) m
Peso	15 toneladas
Lâmina d'água	1.140 metros
Vida útil	30 anos

O controle da válvula SDV do PLET será feito através de um umbilical hidráulico (do tipo 5H + 1EC) ligado ao FPSO P-50. A Figura 3.3.2-b a seguir apresenta uma foto de um PLET similar ao que será instalado no campo de Albacora Leste.



Figura 3.3.2-b Foto de um *Pipeline End Termination* – PLET.

3.3.3. Sistema de exportação de gás

Conforme visto na Descrição Geral do Processo deste EIA (item 3.1), o gás separado pelo FPSO P-50 será tratado e usado prioritariamente na injeção de gás lift e consumo interno do FPSO P-50. O volume excedente será exportado através de um gasoduto, trecho riser flexível de 9,13" com 2.700 metros (trecho *riser* e *flowline flexível*) do FPSO P-50 até o PLET, que por sua vez será interligado ao trecho rígido de 10" com 28.000 metros de extensão, até o PLAEM-1.

O *manifold* submarino PLAEM-1 trata-se de um *skid* com tubulações e válvulas que permite a interligação de até 5 gasodutos de diâmetros de 10 polegadas, vindos de diferentes plataformas da Bacia de Campos, dando flexibilidade operacional necessária ao escoamento do gás.

Do PLAEM-1, o gás será enviado à malha de escoamento em direção à plataforma PGP-1 (campo de Garoupa) e PNA-1 (Campo de Namorado) e daí para terra (Cabiúnas).

A Figura 3.3.3-a apresenta o esquema do arranjo submarino do sistema de escoamento de gás do campo de Albacora Leste para o PLAEM-1 de Roncador.

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.

GASODUTO	COMPRIMENTO		POSIÇÃO INICIAL UTM	POSIÇÃO FINAL UTM	OBSERVAÇÃO
	Riser	Flow Line			
1. Flexível P-50 – PLET	1.700 m	1.000 m	P-50 L = 414.439 N = 7.557.537	PLET L = 412.473 N = 7.558.220	Diâmetro 9,13"
2. Rígido PLET – PLAEM-1	28.000 m		PLET L = 412.473 N = 7.558.220	PLAEM-1 L = 387.230 N = 7.551.249	<ul style="list-style-type: none"> Diâmetro 10" Pressão de Projeto - 3.275 psia Pressão de Teste - 4.100 psia Vida útil - 30 anos Tubo de aço API 5L grau X-60 Revest. Anticorrosivo polietileno camada tripla – 2,5 mm Conexões flangeadas API 17D tipo 17SS (classe 5000 psi)

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

3.4 INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO

3.4.1. Instalação do sistema de coleta da produção

No período de fevereiro a abril de 2001 foi realizado um levantamento batimétrico e amostragem do solo marinho na região do Campo de Albacora Leste 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-50 ou para escoamento de gás do campo de Albacora Leste.

A Figura 3.4.1-a ilustra o modelo de ROV a ser utilizado em Albacora Leste. Este modelo de ROV é capaz de realizar operações de interligação, intervenção e monitoramento submarinos numa lâmina d'água de até 2.000 metros, podendo erguer e transportar cargas de até 5 toneladas.

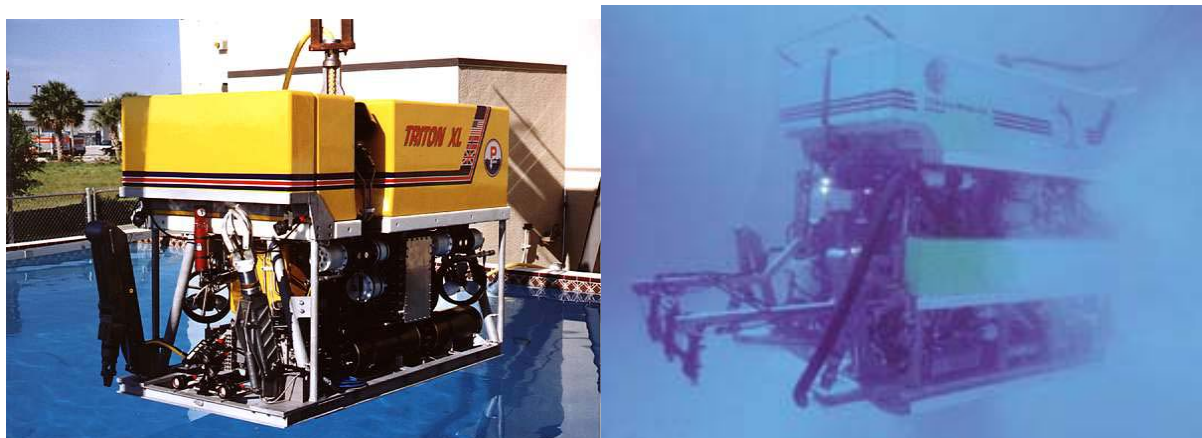


Figura 3.4.1-a Foto ilustra o ROV antes de lançamento (à esquerda) e em operação (à direita)

Fonte: www.rov.org

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 um *bundle* com três linhas flexíveis, sendo uma de produção, uma de acesso ao anular (gás lift) e um umbilical de controle. Cada poço de injeção de água, seja satélite ao FPSO, satélite a BAP Piggy-Back, ou do tipo Bap Piggy-Back, possuirá um *bundle* com duas linhas flexíveis, sendo uma a de injeção e a outra o umbilical de controle.

Para a execução do lançamento será utilizado uma embarcação especial considerada uma das mais sofisticadas do mundo atualmente. Esta embarcação de nome *Sunrise 2000*, sob contrato de longa duração com a PETROBRAS, é equipada com sistema de posicionamento dinâmico além de sistemas de tensionadores lineares especialmente projetados para suportar as cargas induzidas durante o lançamento das linhas (ver mais

detalhes no item 3.14.7 *Barcos de Apoio para Atividades de Instalação*). Outros equipamentos auxiliares estão instalados nestas embarcações para auxiliar nas manobras de convés (guindastes e guinchos), inspeção submarina (ROV), medidores de correnteza/ventos e sistemas de posicionamento via satélite / hidroacústico / microondas. O *Sunrise 2000* tem capacidade de carga para o lançamento simultâneo de até três linhas cheias d'água em uma lâmina d'água de até 2.000 metros. A Figura 3.4.1-b a seguir ilustra a embarcação *Sunrise 2000*, a ser utilizada para o lançamento das linhas de fluxo no campo de Albacora Leste.



Figura 3.4.1-b. Foto da embarcação *Sunrise 2000* a ser utilizada na instalação das linhas de fluxo em Albacora Leste.

O lançamento das linhas de fluxo será feito de acordo com as principais etapas descritas a seguir.

- **Carregamento em Vitória**

A embarcação de lançamento terá uma base de apoio localizada na cidade de Vitória, estado do Espírito Santo, 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.

A configuração das linhas a serem carregadas, será verificada para confirmar a polaridade correta no lançamento, montagem dos acessórios, flanges de manuseios bem como o comprimento final dos tramos de flexível ou umbilical.

Será verificado o recebimento do material permanente e acessórios a serem montados na linha flexível ou umbilical a bordo do navio durante a fase de instalação. Além disso será confirmado o recebimento de qualquer material previsto a ser transferido para a P-50.

Os MCV's (módulos de conexão vertical – estruturas submarinas) e equipamentos auxiliares, bem como a ferramenta de descida e a base de teste, também serão recebidas a bordo do navio durante o carregamento das linhas na cidade de Vitória.

- **Navegação para o Campo de Albacora Leste**

Durante a navegação do navio de Vitória para o Campo de Albacora Leste visando a preparação do lançamento da primeira linha ou umbilical, serão realizados testes de funcionamento do MCV e conexão do mesmo às linhas flexíveis e umbilical de controle. Os preparativos serão feitos no convés de lançamento ou na mesa de trabalho do sistema de lançamento vertical (VLS), dependendo da linha ou umbilical que estiver sendo preparada para lançamento.

Serão ainda realizadas as seguintes atividades durante o traslado para o campo de Albacora Leste:

- ✓ Preparação dos colares de suspensão com os insertos adequados que serão necessários para o lançamento das linhas de fluxo e umbilical;
- ✓ Preparação dos acumuladores dos tensionadores dos sistemas de lançamento para a aplicação das forças de aperto especificadas para o lançamento das linhas;
- ✓ Preparação do *track* de lançamento a ser seguido.

- **Trabalhos Preliminares**

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

- ✓ O sistema de posicionamento dinâmico do navio será verificado através de uma série de testes funcionais.
- ✓ Verificação junto às unidades da área das frequências livres escolhidas para utilização nos ROVs, certificando-se que não haverá interferências durante as operações.
- ✓ Verificação das coordenadas, profundidade e orientação de saída das linhas das estruturas submarinas (ANMs e PLET) e demais objetos submarinos envolvidos na operação.
- ✓ Inspeção e limpeza pelo ROV dos *hubs* das estruturas submarinas que forem receber o MCV.
- ✓ Inspeção da rota projetada para o lançamento das linhas de acordo com a rota planejada, verificando a presença de obstáculos ao lançamento das linhas, assim como a proximidade dos poços. Serão respeitadas as áreas de interferências delimitadas nas plantas.

- Descida do Módulo de Conexão Vertical – MCV juntamente com as linhas

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 conexão (*pull-in*) das linhas flexíveis às ANMs serão, como regra geral, com CVD (Conexão Vertical Direta) de primeira extremidade no poço e segunda extremidade no FPSO P-50.

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.

A descida do MCV será realizada com o auxílio de guinchos e um guindaste sendo monitorada através do ROV, conforme é ilustrado na Figura 3.4.1-c abaixo. Próximo ao fundo, o MCV será aproximado lentamente da ANM, passo a passo, até o seu acoplamento ser feito no *hub* da estrutura submarina (ANM, PLET ou BAP *piggy-back*).

Após o acoplamento do MCV na estrutura submarina, o mesmo será travado e a conexão testada através do sistema hidráulico do ROV (*Hot-Stab*).

Após os testes, a lingada de descida do guincho será desconectada e recolhida até a superfície, juntamente com a ferramenta de descida.

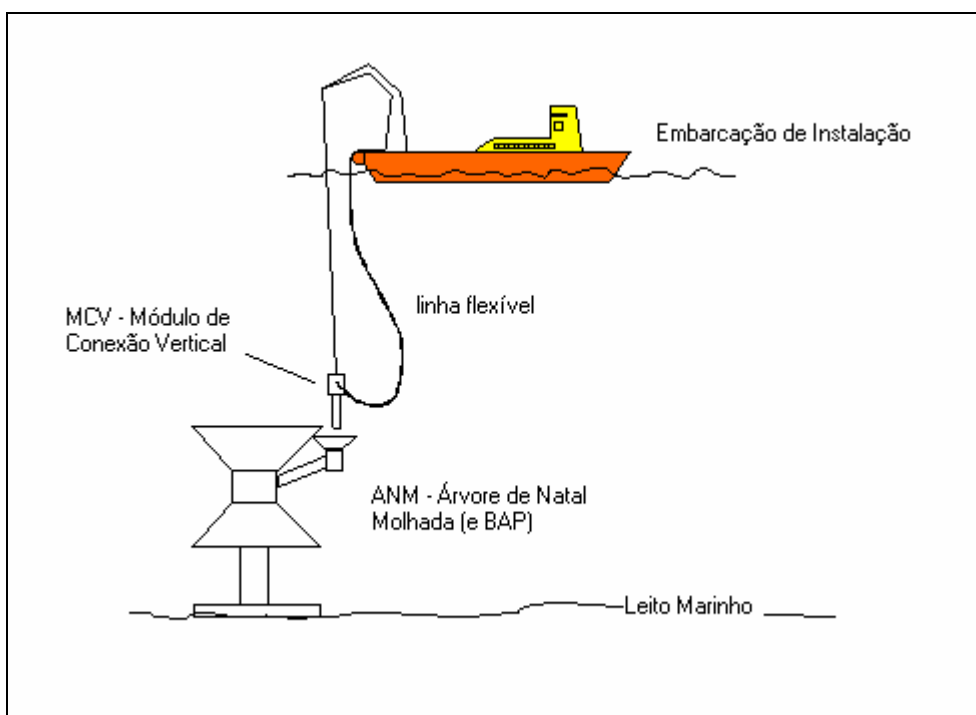


Figura 3.4.1-c. Ilustração do procedimento de instalação da linha de fluxo juntamente com MCV

- Lançamento em direção ao FPSO P-50

Para o lançamento serão verificadas as coordenadas da posição neutra do FPSO P-50 e das coordenadas do poço a ser interligado. De posse destes dados, dar-se início 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.

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 do FPSO ao poço. Estas conexões intermediárias das linhas flexíveis serão testadas com nitrogênio para comprovar a integridade das mesmas. As conexões intermediárias dos umbilicais serão sujeitas a um teste de pressão para comprovar a integridade das mesmas.

- Transferência do *Riser* para o FPSO P-50 (*Pull-in*)

No término do lançamento, a extremidade final do trecho *riser* da linha flexível será preparada para transferência para o FPSO P-50.

O navio aproxima-se da P-50 em preparação para transferência do *riser*. Será transferido o cabo principal (cabo de *Pull-in*) da P-50 para a embarcação *Sunrise* através de um cabo mensageiro.

Após o cabo principal ser conectado ao *riser* a bordo do *Sunrise*, este irá começar o “pagamento” do *riser* dentro d’água. Realiza-se a descida do *riser* monitorada pelo ROV até gradualmente executar a transferência da carga do *Sunrise* para o cabo principal do guincho de pull-in da P-50.

Após a transferência do *riser* para o cabo da P-50, o cabo do Sunrise será desconectado, e recolhido até a superfície.

As operações de *pull-in* são finalizadas com o içamento dos *riser* de todas as linhas flexíveis pelo guincho do FPSO P-50, cuja capacidade máxima de içamento de carga é de 350 toneladas.

- Trabalhos Complementares

Após o *pull-in* do *riser* ao FPSO P-50, serão realizadas a interligação do cabo elétrico do umbilical de controle e uma inspeção para confirmar a posição final da linha no fundo do mar, bem como a configuração final da catenária da linha na P-50.

3.4.2. Instalações submarinas - PLET e Gasoduto Rígido

- **Gasoduto Rígido**

O escoamento do gás do campo de Albacora Leste será feito através de um gasoduto submarino de 10", que interligará o FPSO P-50 ao PLAEM de Roncador. Esse gasoduto será composto de um trecho rígido e de um trecho flexível (*flowline* e *riser*). A conexão do duto rígido com o *riser* flexível da P-50 será feita através de um módulo de conexão vertical (MCV) ao "hub" do PLET (*pipeline end manifold termination*) conectado ao duto rígido. A conexão do duto rígido ao PLAEM será feita por mergulhadores através de tubos flangeados - "*spools*".

O trecho rígido e o PLET serão instalados por uma embarcação de lançamento, pelo método J-Lay ou Reel, que serão descritas abaixo. O *riser* flexível será instalado por uma embarcação de lançamento de linhas flexíveis. A instalação dos *spools* (*tie-in*) será feita por uma embarcação de mergulho (DSV – *diving support vessel*).

Todas as operações dos navios de lançamento e DSV são monitoradas por ROV (*remote operated vehicle*). As intervenções submarinas em águas rasas são feitas por mergulhadores e as intervenções em águas profundas são feitas por ROV.

A construção do gasoduto P-50/PLAEM de Roncador será executada nas seguintes etapas:

- ✓ Início de lançamento do duto rígido próximo FPSO P-50, com o PLET conectado na sua extremidade;
- ✓ Finalização do lançamento do duto rígido (abandono) próximo ao PLAEM de Roncador;
- ✓ Instalação de *spools* de ligação (*tie-in*) entre a extremidade do duto rígido e o PLAEM de Roncador, através de mergulhadores;
- ✓ Alagamento, limpeza e calibração do duto com *pigs* adequados e enchimento com água aditivada com corante, com procedimento aprovado;
- ✓ Teste hidrostático e descarte da água aditivada (aproximadamente 1.320 m³) utilizada no teste, com procedimento aprovado;
- ✓ Secagem e inertização com procedimentos aprovados;
- ✓ Conexão do *riser* do FPSO P-50 através de MCV com o PLET conectado ao duto rígido;
- ✓ Teste de selo da conexão vertical "diverless";
- ✓ Pré-operação.

No mercado “offshore”, os métodos mais usuais de lançamento de dutos rígidos são: o chamado método Reel-Lay, o método *J-Lay* e o método *S-Lay*.

Esses métodos de lançamento exigem o emprego de embarcações especializadas, com equipamentos específicos para cada método. 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.

A definição do método de lançamento resultará de estudos de viabilidade técnica-econômica. Para este projeto os métodos de lançamento mais apropriados são o *Reel-Lay* e *J-Lay*, mas há uma maior expectativa quanto à definição pelo método *Reel-Lay*, por ser mais econômico, tendo em vista a lâmina d’água e das características dos gasodutos a serem instalados. O método *J-Lay* é mais apropriado para dutos com diâmetros maiores que 16” e o método *S-Lay* é mais adequado para lançamento de dutos em águas rasas.

- **PLET**

Conforme descrito no item 3.3.2-b, o PLET é um equipamento submarino, utilizado em águas profundas, que permite a conexão mecânica *diverless* de um duto rígido ao *riser* flexível de uma plataforma ou FPSO. O PLET é composto de uma estrutura metálica dotada de tubulações e válvulas, formando um pequeno *manifold*, para controle das

operações de escoamento, dotada numa das extremidades de um *swivel* que conectado ao duto rígido por flanges e na outra de um *hub* (conector mecânico “macho”), onde será acoplado ao MCV, instalado na extremidade do riser flexível.

O PLET será carregado no navio de lançamento, com todos os certificados de fabricação e de testes da 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 às especificações de projeto. Na locação, o PLET será posicionado na rampa de lançamento e conectado ao flange do gasoduto rígido. Após o teste de estanqueidade inicia-se o lançamento do PLET, até seu assentamento final no solo marinho.

Durante a realização do levantamento batimétrico e amostragem do solo marinho na região de instalação do PLET de Albacora Leste, não foram encontrados nenhum obstáculo ou regiões morfologicamente acidentadas, nem condições de solo adversas que impeçam a sua instalação. O PLET atingirá o solo na profundidade de 1.140 metros e será posicionado conforme coordenadas descritas no item 2.1.3 (ver Figura 3.3-a).

A ligação do PLET à plataforma será feita após a chegada e ancoragem do FPSO P-50 na locação. As conexões do *riser flexível* e do umbilical de controle serão feitas pela mesma embarcação de lançamento das linhas flexíveis

3.4.3. Instalação dos sistemas de ancoragem

a Ancoragem do FPSO P-50

O sistema de ancoragem providencia meios seguros e de confiança de amarração do FPSO P-50 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.

O FPSO P-50 será ancorado no campo de Albacora Leste por meio de 18 linhas de ancoragem, de composição mista – amarra, cabo de poliéster e amarra -, conectadas a 18 (dezoito) pontos de ancoragem do tipo estaca Torpedo (ilustrada na Figura 3.4.3-a), cravadas no solo marinho. A conexão das linhas no FPSO se dará através de um conjunto de polias e mordentes instalados na proa e popa do mesmo. O Quadro 3.4.3-a apresenta a composição do sistema de ancoragem do FPSO P-50.

Quadro 3.4.3-a. Composição do sistema de ancoragem do FPSO P-50

COMPONENTE	DESCRIÇÃO	CARGA DE RUPTURA
Estaca tipo Torpedo		
Peso	100.000 kg	–
dimensões	15 metros comprimento x Ø 1 metro	
Amarra de fundo	Sem malhete R4, 466 m x Ø114 mm	12.420 kN
Cabo de poliéster	03 trechos de 500 m x Ø 225 mm	13.734 kN
Amarra de topo	Sem malhete R4, 151 m x Ø 120 mm	13.573 kN

O processo de fixação da âncora consiste na descida do torpedo até uma determinada profundidade, com cabo de aço conectado ao sistema de ancoragem, quando então é solto por gravidade. Com o próprio peso, a estaca tipo torpedo é cravada no solo marinho.



Figura 3.4.3-a. Estaca do tipo torpedo a ser utilizada na ancoragem do FPSO P-50

O procedimento de ancoragem divide-se em 2 fases. A primeira fase consiste da instalação dos seguintes componentes de cada linha, antes da chegada do FPSO: estaca, amarra de fundo e dois trechos de cabo de poliéster.

A segunda fase, que tem início após a chegada do FPSO P-50 na locação, consiste na instalação dos complementos dos componentes do sistema, ou seja: terceiro cabo de poliéster e amarra de topo, e conexão dessa amarra ao seu respectivo mordente a bordo do FPSO.

- Descrição da primeira fase (pré-lançamento)

Esta fase se realizará com a utilização de embarcações de manuseio de componentes de ancoragem, designadas AHV (Anchor Handling Vessel), e uma embarcação de suporte, designada SV (Survey Vessel), para operação de ROV. A Figura 3.4.3-b ilustra embarcações típicas, que poderão ser utilizadas no procedimento de instalação das âncoras – *Maersk Boulder* e *Far Sailor*, nomeados para fins de entendimento como AHV-1 e AHV-2.



Figura 3.4.3-b. Foto das embarcações de suporte *Maersk Boulder* (esq) e *Far Sailor* (dir) típicas, que poderão ser utilizadas na instalação da ancoragem do FPSO P-50 em Albacora Leste.

Ao chegar na locação, o AHV-1 é posicionado nas coordenadas de lançamento sendo em seguida realizado o *overboarding* do torpedo com cabo de aço auxiliar, conforme ilustrado na Figura 3.4.3-b esquerda.

O AHV-2 aproxima-se para conexão da amarra e linha à triplate (placa triangular) do trecho de amarra lançado pelo AHV-1, e conectado ao torpedo. Simultaneamente, a segunda embarcação (AHV-2) controlará a descida dos três componentes de cada linha de ancoragem já conectados na estaca. Inicia-se novamente o lançamento do torpedo, mediante “pagamento” sincronizado das linhas do AHV-1 e AHV-2.

Após verificação com o ROV da posição do torpedo e a sua altura em relação ao solo marinho, bem como a condição da triplate, a alça de tiro a bordo do AHV-1 é preparada e o torpedo lançado. São realizadas medições da penetração do torpedo com auxílio do ROV e através das marcações previamente realizadas na amarra de fundo. Finalmente, o AHV1 libera o cabo de aço auxiliar do torpedo e o AHV2 abandona a linha pré-lançada de forma a ser sustentada por uma bóia de marcação.

Uma terceira embarcação AHV-3 poderá ser utilizada para armazenamento das linhas e material de ancoragem.

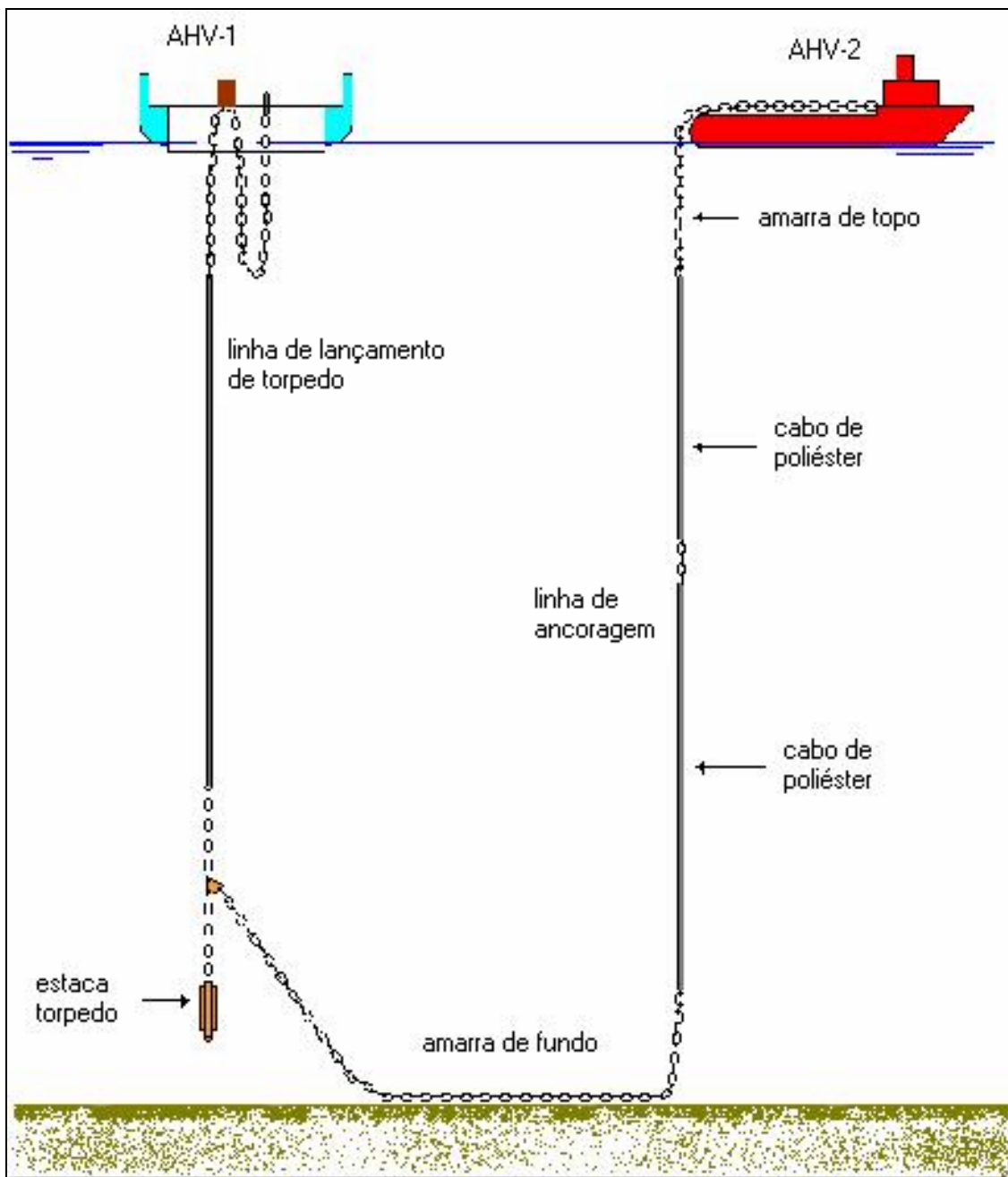


Figura 3.4.3-c. Lançamento de estaca tipo torpedo para ancoragem do FPSO P-50

- **Descrição da segunda fase: amarração das âncoras ao FPSO P-50**

Esta etapa de instalação do sistema de produção se iniciará com a chegada da unidade de produção à sua locação no campo de Albacora Leste consistindo na instalação dos complementos dos componentes do sistema, ou seja: terceiro cabo de poliéster e amarra de topo, e conexão dessa amarra ao seu respectivo mordente a bordo do FPSO

Nesta etapa, serão disponibilizados pelo menos 5 rebocadores, os quais deverão atuar desde a atividade de movimentação e posicionamento do FPSO P-50 até a conexão do sistema pré-lançado, com a unidade de produção.

Quando o FPSO P-50 alcançar as proximidades da sua localização final, este passará então a ser conduzido por rebocadores visando o início da segunda fase da operação de ancoragem. 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.

Após a chegada do FPSO à locação prevista, serão passados do FPSO a uma embarcação AHV1, um cabo mensageiro e um trecho de amarra provisória. A embarcação AHV1 conectará a amarra de topo à amarra provisória.

Simultaneamente, outra embarcação AHV2 pescará a bóia de marcação e conseqüentemente, a ponta do sistema de ancoragem lançado na primeira fase, conectará ao cabo superior, que será lançado na água.

Em seguida, o AHV1 transferirá a ponta da amarra de topo à embarcação AHV2, para que esta seja conectada ao cabo de poliéster, e a conexão final lançada na água.

O guincho principal do FPSO recolherá a amarra provisória e parte da amarra de topo até atingir o ponto de travamento no mordente.

b Ancoragem das Linhas Flexíveis

Tendo em vista as cargas dinâmicas nos pontos em que os *risers* suspensos tocam o solo marinho, causadas pelos movimentos do FPSO P-50 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 ancorar algumas das linhas flexíveis.**

O sistema de ancoragem será composto por estacas do tipo torpedo que serão previamente lançadas. Estas âncoras pesam 24 toneladas tendo como dimensões 0,76 metros de diâmetro e 12 metros de comprimento.

O lançamento dos torpedos não é tão sofisticado quanto o lançamento das âncoras (torpedo) para a ancoragem do FPSO. Para o lançamento será necessário somente uma embarcação com características semelhantes dos navios empregados no procedimento de ancoragem do FPSO P-50, com ROV.

A instalação das estacas consiste na descida do torpedo até uma profundidade entre 40 e 60 metros do fundo do solo marinho, com cabo de aço conectado ao sistema de ancoragem, quando então é solto por gravidade. Com o próprio peso, a estaca tipo torpedo é cravada no solo marinho, podendo atingir profundidade de até 15 metros (medida a partir do topo do torpedo, onde está conectado o cabo de ancoragem).

Com as marcas pintadas em cores nas amarras é possível verificar através de câmeras do ROV, se a penetração de projeto foi obtida. Após a operação ser bem sucedida, é então, cortado o cabo de sacrifício com auxílio do ROV.

Após a instalação das estacas, as linhas serão fixadas a estas estacas por meio de colares e rabichos de amarra com auxílio do ROV do barco de instalação das linhas,

conforme está ilustrado no esquema da Figura 3.4.3-d abaixo. A especificação deste sistema considerará a capacidade de carga dos componentes tendo como base parâmetros de projeto.

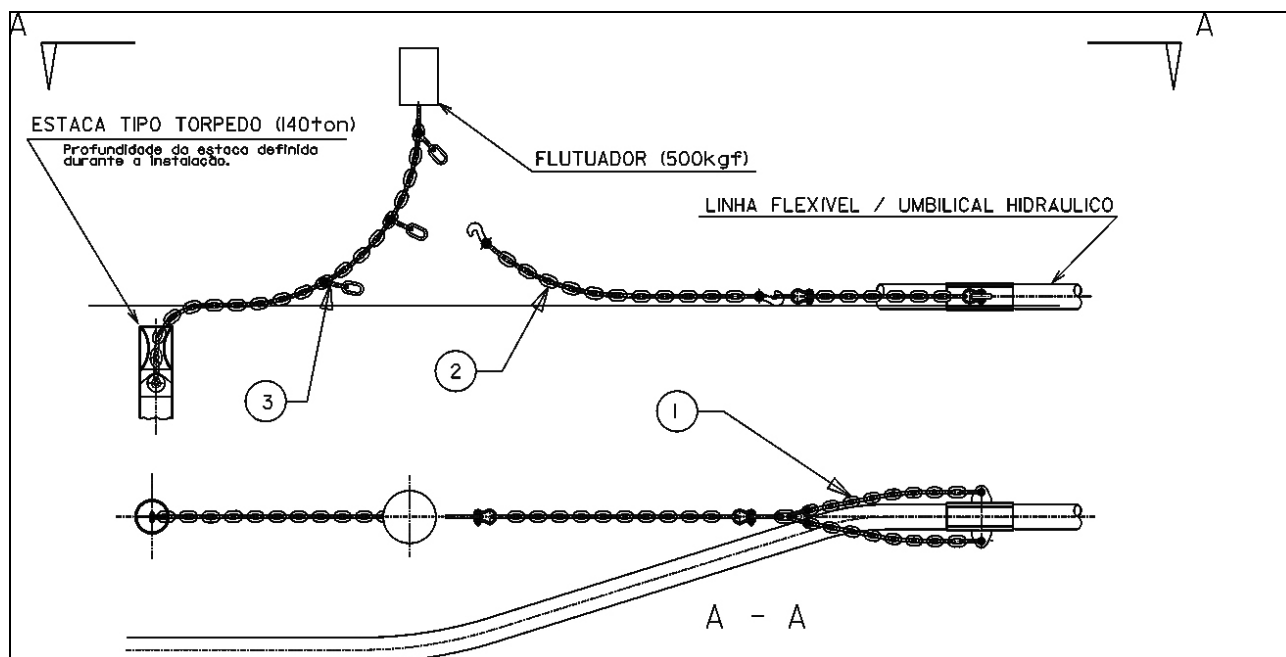


Figura 3.4.3-d Esquema do sistema de ancoragem das linhas de fluxo

A ancoragem será realizada após o *pull-in* da mesma no FPSO. As linhas que precisarem ser ancoradas serão lançadas já com seu colar de ancoragem. As estacas do tipo torpedo, já estarão cravadas em posição pré-determinada. O lançamento das estacas e a interligação dos elos de ancoragem entre a estaca e o colar sobre a linha será feita através de ROV da embarcação *Sunrise 2000*.

3.4.4. Procedimentos para Mitigação do Risco de Instabilidade Geológica

Conforme descrito no item 5.1.2.5 do diagnóstico ambiental (Capítulo 5 deste EIA), a região em estudo é constituída por uma camada de sedimentos holocênicos composta por material siltico-argiloso, com pouca areia. A presença desta camada holocênica, recobrindo todo o talude nesta região serve como indicativo da inatividade do mesmo, evidenciando processos de sedimentação e fluxo de movimentação lentos.

Esta evidência, quando associada à fisiografia da região, representada pelo mapa batimétrico (Figura 5.1.2.i) e caracterizada pelo ambiente significativamente plano e de pouca inclinação, onde não se observam feições decorrentes de escorregamentos resultantes da movimentação de sedimentos, como por exemplo cânions ou ravinamentos, demonstra que a locação do FPSO P-50, apesar de estar situado no talude continental, encontra-se em uma região sem risco de ocorrência de eventos acidentais dessa natureza, associados à dinâmica do talude continental. Diante desse quadro, torna-se desnecessária a adoção de medidas mitigadoras quanto à instabilidade geológica.

3.5 TESTES DE ESTANQUEIDADE DAS LINHAS DE FLUXO DE PROCESSO

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

- Linhas Flexíveis

Antes do procedimento de instalação das linhas, serão realizados a bordo testes hidrostáticos e pneumáticos além de uma lavagem nas linhas novas, usadas ou aquelas com danos relevantes segundo os requisitos apropriados das seguintes referências: API RP 17B *Recommended Practice for Unbonded Flexible Pipe*, API SPEC 17D *Specification for Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment*, API SPEC 17J *Specification for Unbonded Flexible Pipe* e API SPEC 6A *Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment*.

A lavagem das linhas (exceto os umbilicais de controle) será feita em condições de fluxo turbulento empregando água salgada. O procedimento geral de lavagem consiste em lavar a linha com cinco vezes o volume do duto seguido por repouso (1 a 3 horas, dependendo do tipo de linha). Em seguida lava-se a linha mais uma vez com um volume apropriado (3 vezes se for manuseio com óleo e 1 vez se for manuseio com gás).

Após a lavagem, são executados os testes hidrostáticos e pneumáticos. O procedimento consiste na pressurização das linhas, estabilização e manutenção da pressão, e despressurização da linha. O Quadro 3.5-a apresenta as características gerais do procedimento.

Quadro 3.5-a. Características Gerais dos Testes Hidrostáticos e Pneumáticos.

PARÂMETRO	TESTE HIDROSTÁTICO	TESTE PNEUMÁTICO
Fluido de Teste		
<i>no interior da linha</i>	Água salgada	Nitrogênio gasoso
<i>no costado do anel</i>	Água inibida ou fluido hidráulico	Nitrogênio gasoso
Taxa de Pressurização, MPa/h	18	Imediato
Estabilização da Pressão	1 hora	Imediato
Manutenção da Pressão (mínimo)		
<i>no interior da linha</i>	4 horas	12 horas
<i>no costado do anel</i>	30 minutos	15 minutos
Taxa de Despressurização, MPa/h	108	imediatamente

O Quadro 3.5-b apresenta os valores da pressão a ser empregada nos testes hidrostáticos e pneumáticos para as linhas de fluxo de processo.

Quadro 3.5-b. Pressão de teste aplicada às linhas de fluxo de processo (exceto umbilicais).

TESTES HIDROSTÁTICOS			
CASO	CONDIÇÃO	TESTE	OBSERVAÇÕES
1	Tubo flexível novo integridade ¹	PT=1.50 x PMP	Verificar a resistência mecânica do tubo flexível
2	Tubo flexível novo reterminado	PT=1.25 x PMP	Verificar a resistência mecânica do conector
3	Tubo flexível usado reterminado	PT=1.25 x PMP se ocorreu caso 4	Verificar a resistência mecânica do conector
4	Tubo flexível usado integridade	PT=1.50 x PMP	Verificar a resistência mecânica do tubo flexível
5	Tubo flexível novo estanqueidade	PT=1.10 x PMP	Verificar a estanqueidade entre as conexões
6	Tubo flexível usado estanqueidade	PT=1.10 x PMP se ocorreu caso 4	Verificar a estanqueidade entre as conexões
7	Tubo flexível dano relevante	PT=1.25 x PMP	Verificar a resistência mecânica do tubo flexível
TESTES PNEUMÁTICOS ²			
CASO	CONDIÇÃO	TESTE	OBSERVAÇÕES
8	Tubo flexível novo estanqueidade ¹	PT=1.10 x PMP	Verificar a estanqueidade entre as conexões
9	Tubo flexível usado estanqueidade ¹	PT=1.10 x PMP se ocorreu caso 4	Verificar a estanqueidade entre as conexões

Fonte: PETROBRAS

Obs.: PT – Pressão de Teste; PMP – Pressão Máxima de Projeto

Nota 1: Este caso é feito pelo fornecedor do tubo flexível, poderá ser feito a bordo caso tenha acontecido alguma anormalidade relevante nas operações de bordo

Nota 2: Casos 8 e 9 são para tubos flexíveis com conectores preparados para teste pneumático através dos conectores

Após a execução dos testes, são registradas e anexadas nos relatórios de serviço por pessoal qualificado as seguintes informações:

- ☐ data e hora;
- ☐ localização, condição e detalhes do teste;
- ☐ pessoal responsável pelo teste;
- ☐ detalhes do meio de enchimento;
- ☐ todos equipamentos e detalhes de certificação;
- ☐ cartas registradoras de pressão mostrando os registros contínuos de pressão;
- ☐ leitura de pressão periódica a cada 30 minutos para teste hidrostático e 10 minutos para teste pneumático, no mínimo.
- ☐ leitura de pressão periódica a cada 30 minutos para teste hidrostático e 10 minutos para teste pneumático, no mínimo.
- ☐ leitura de temperatura ambiente periódica a cada 30 minutos para teste hidrostático e 10 minutos para teste pneumático no mínimo. Este item somente é válido para testes com duração acima de 4 horas.
- ☐ observação visual.

Cabe mencionar que a observação visual, de modo geral, somente é aplicável aos testes que envolvam os conectores, pois o tubo flexível está enrolado na cesta ou no tambor e

mesmo que seja detectado um vazamento em algum ponto do tubo flexível a análise do vazamento é muito complexa.

Com relação aos umbilicais hidráulicos e eletro-hidráulicos, somente serão realizados testes hidrostáticos utilizando o fluido hidráulico específico *Marston Bentley Oceanic HW-525P*, cuja ficha de segurança pode ser encontrada no Anexo 2 deste EIA.

A taxa de pressurização (assim como de despressurização) será de 60 MPa/h não ultrapassando 105% e nem sendo menor que 95% da pressão de projeto. A manutenção da pressão se dará em 30 (integridade / dano relevante) ou 60 minutos (reterminação / estanqueidade).

Para o teste de decaimento de pressão, cada mangueira hidráulica é interligada à fonte de suprimento de pressão hidráulica. Um transdutor de pressão conectado a um registrador de carta é instalado no terminal da outra extremidade livre da mangueira a ser testada. A mangueira é enchida com o fluido de teste hidrostático e aliviada do ar trapeado sendo iniciado em seguida o registro do teste na carta. O decaimento inicial não deve ser mais que 1/3 da pressão de teste hidrostático especificada.

O Quadro 3.5-c apresenta os valores da pressão a serem empregados nos testes hidrostáticos dos umbilicais de controle.

Quadro 3.5-c. Pressão de teste hidrostático aplicada aos umbilicais de controle.

TESTES HIDROSTÁTICOS			
CASO	CONDIÇÃO	TESTE	OBSERVAÇÕES
1	Umbilical novo integridade (nota 1)	PTH=1.50 x PMP	Verificar a resistência mecânica das mangueiras
2	Umbilical novo reterminado	PTH=1.25 x PMP	Verificar a resistência mecânica do terminal da mangueira.
3	Umbilical usado reterminado	PTH=1.10 x PMP Se ocorreu caso 4	Verificar a resistência mecânica do terminal da mangueira.
4	Umbilical usado integridade	PTH=1.10 x PMP	Verificar a resistência mecânica das mangueiras
5	Umbilical novo estanqueidade	PTH=1.10 x PMP	Verificar a estanqueidade entre as terminações das mangueiras
6	Umbilical usado estanqueidade	PTH=1.10 x PMP Se ocorreu caso 4	Verificar a estanqueidade entre as terminações das mangueiras
7	Umbilical novo dano relevante	PTH=1.50 x PMP	Verificar a resistência mecânica das mangueiras
8	Umbilical usado dano relevante	PTH=1.10 x PMP	Verificar a resistência mecânica das mangueiras

Fonte: PETROBRAS

Obs.: PT – Pressão de Teste; PMP – Pressão Máxima de Projeto

Nota 1: Este caso é feito pelo fornecedor do tubo flexível, poderá ser feito a bordo caso tenha acontecido alguma anormalidade relevante nas operações de bordo

- **Gasoduto Rígido**

Visando garantir a integridade e a estanqueidade do gasoduto rígido, bem como das conexões flangeadas dos *spools*, das válvulas, das conexões do duto rígido, PLET e o PLAEM, serão executados procedimentos de teste hidrostático e de pré-comissionamento como a seguir:

- após a instalação completa do gasoduto rígido, com o PLET na extremidade da P-50, o duto será alagado com água salgada, através de abertura de válvulas por ROV;
- após o alagamento será realizado o “tie-in” entre o duto rígido e o PLAEM;
- após o “tie-in”, será feita a 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 do duto, no mar junto ao FPSO P-50, através da passagem de *pigs* espuma, bombeados por ar seco;
- após a secagem, será feita a inertização do duto com N₂.

Para o teste hidrostático, utilizar-se-á água aditivada (aproximadamente 1.320 m³) com corante (Fluoresceína), na dosagem de 40 ppm. A ficha de segurança da fluoresceína encontra-se apresentada no Anexo 2.

3.6 OPERAÇÕES DE TRANSFERÊNCIA

3.6.1. Escoamento da Produção de Óleo – Offloading

O escoamento do óleo produzido no campo de Albacora Leste será através de navios aliviadores em *tandem* com o FPSO P-50, isto é, alinhando popa ou proa do FPSO P-50 com a proa do aliviador.

Os navios aliviadores (petroleiros) serão providos com sistema de posicionamento dinâmico (DP). A utilização de aliviadores tipo DP é recomendada uma vez que reduzem consideravelmente os riscos de sua colisão com os *risers* ou o costado do FPSO.

A operação de transferência de carga (ou *offloading*) será feita periodicamente, com maior probabilidade pelo lado da proa do FPSO em função da ação dos ventos, ficando o aliviador a uma distância de cerca de 150 metros do FPSO P-50. A ação dos ventos predominantes, vindo de norte e nordeste, e das correntes, indo para sul, contribuirão para manter o afastamento do aliviador em relação ao FPSO tornando a operação segura.

A transferência de óleo entre os tanques de carga do FPSO P-50 e o navio aliviador ocorrerá através de bombas dedicadas, submersas no interior de cada tanque. O óleo é bombeado através de uma estação de medição e segue para o aliviador através de uma

mangueira flexível (mangote) de 20” de diâmetro e comprimento de 210 metros, pressão de trabalho de 300 psi, com reforço especial nas duas extremidades e equipados com flanges de acordo com ANSI B 16.5. 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: PETROBRAS

O procedimento operacional consiste das manobras de amarração, conexão, *offloading* (transferência), desconexão e desamarração sendo que todas as operações são devidamente acompanhadas pelo oficial de náutica, auxiliado 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-50, 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 – 3,5 metros e correntes - 2 nós. Finalmente, sob forte chuva e ou tempestade de relâmpago, as operações de transferência serão interrompidas e as demais manobras adiadas ou completadas 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	6.500 m ³ /h tempo de máximo de 24 horas
Frequência máxima esperada	70 operações por ano

Os mangotes são estivados enrolados em dois carretéis, sendo um localizado na proa a bombordo, e outro na popa, a boreste, do navio, conforme as ilustrações A e B da Figura 3.6.1-b. O mangote de *offloading* é equipado em uma extremidade com válvula automática que só pode ser aberta para permitir o fluxo depois de estar corretamente conectada ao flange fixo, localizado no lado do navio aliviador. Um acoplamento de desengate rápido de alta confiabilidade é instalado nesta extremidade da mangueira para permitir a sua rápida liberação em caso de emergência.

Para garantir a segurança da operação existe também um sistema de detecção de vazamentos que se baseia na comparação instantânea das vazões medidas na saída do FPSO e na chegada do aliviador. Em caso de variações entre os valores a operação é interrompida imediatamente.

Para assegurar que quaisquer problemas eventuais sejam prontamente identificados, interrompendo-se a transferência de petróleo, a operação é acompanhada permanentemente por uma pessoa em cada estação.

Ao final do *offloading*, o mangote é recolhido e guardado no FPSO até a próxima operação e o aliviador encaminha o óleo para os terminais de recebimento em terra.

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

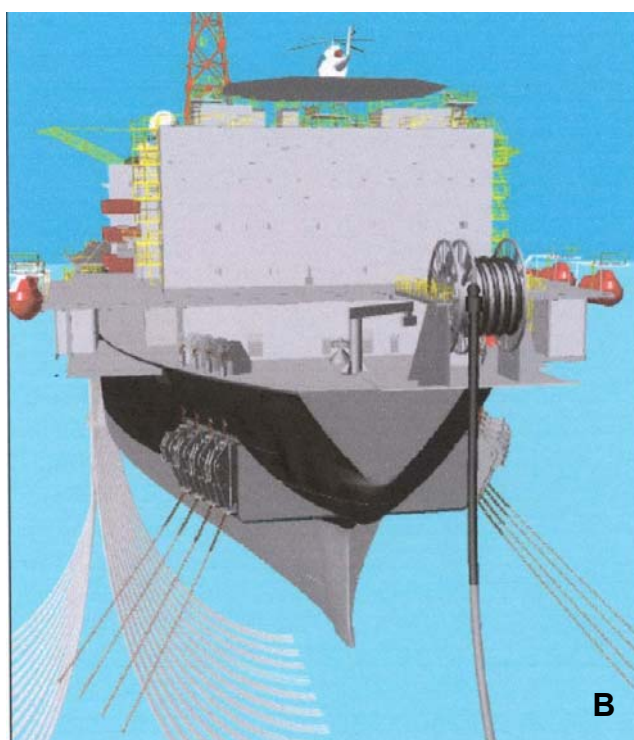
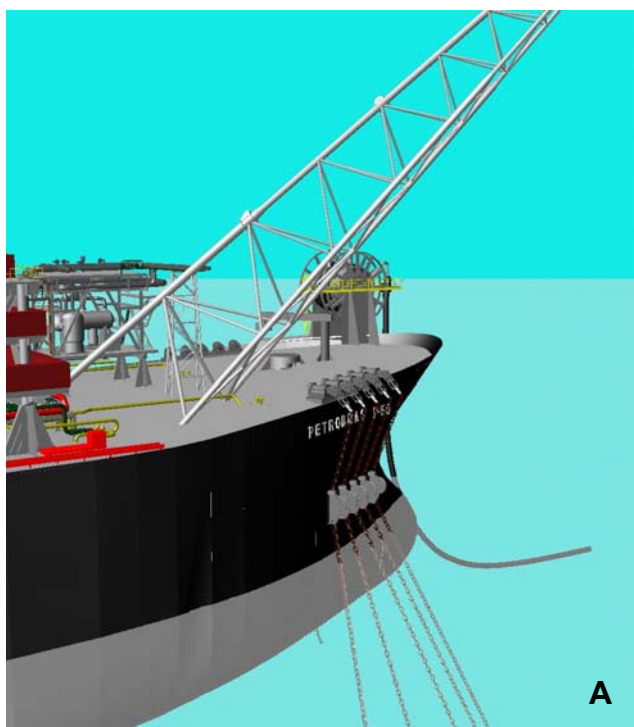


Figura 3.6.1-b. Ilustração do sistema de carretéis dos mangotes de *offloading* instalado a proa (A) e a popa (B) do FPSO P-50
Fonte: PETROBRAS

3.6.2. Escoamento da Produção de Gás

Conforme detalhado anteriormente no item 3.2.3, referente à planta de processo do FPSO P-50, 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 processará através de um gasoduto flexível de 10" com 2.700 metros (trecho *riser* e *flowline*) do FPSO P-50 até o PLET, que por sua vez será interligado ao PLAEM-01, localizado no campo de Roncador, por um gasoduto rígido de 10" com 28.000 metros de extensão. Do PLAEM-1, o gás será enviado à malha de escoamento em direção à plataforma PGP-1 (campo de Garoupa) e daí para terra (Cabiúnas), conforme já descrito no item 3.3.3 deste EIA.

3.6.3. Recebimento de Diesel

As operações de recebimento de diesel não serão constantes ou freqüentes, tendo em vista, o baixo consumo de diesel previsto. A grande demanda de combustível, será de gás, a ser produzido pelo próprio FPSO.

Como se trata de uma operação que é considerada de Risco Crítico quando analisada em relação a acidentes ambientais, será bem controlada e assistida, conforme procedimento padrão operacional do empreendedor.

De preferência, o barco deverá ser do tipo com Posicionamento Dinâmico, ou com sistema de *thruster*, em função do tipo de ancoragem do FPSO. O recebimento se dará pela proa ou pela popa, a boreste, em virtude da chegada dos *risers* pelo lado bombordo.

O processo de transferência de diesel entre o barco de apoio e o FPSO conta com um mangote de 4 polegadas de diâmetro e 45 metros de comprimento. A vazão mínima de abastecimento é de 70 m³/h, podendo chegar a 120m³/h em alguns navios. A operação de transferência de diesel é assistida tanto no rebocador quanto no FPSO, por isso o tempo de detecção entre o vazamento e o fechamento de uma válvula, no rebocador, é de no máximo, 2 minutos.

Após o recebimento, o diesel seguirá para um sistema de filtragem, estocagem (capacidade total de 3.766 m³, próximos à popa), purificação e distribuição para as unidades de geração, compressão e bombeamento.

3.7. CURVAS DE PRODUÇÃO

3.7.1. Óleo

Estima-se que as reservas de óleo no campo de Albacora Leste sejam da ordem de 83,030 milhões de metros cúbicos.

O Quadro 3.7.1-a apresenta a produção média diária de óleo estimada para o campo de Albacora Leste no período de exploração de 2004 a 2025. 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 Albacora Leste.

ANO	Óleo (m3/dia)	ANO	Óleo (m3/dia)
2004	3.533,7	2015	8.257,5
2005	16.748,9	2016	7.298,4
2006	25.214,2	2017	6.486,0
2007	24.329,6	2018	5.820,8
2008	21.415,6	2019	5.263,3
2009	18.038,6	2020	4.789,1
2010	15.456,2	2021	4.429,0
2011	13.594,5	2022	4.067,9
2012	12.014,2	2023	3.762,7
2013	10.689,6	2024	3.521,0
2014	9.421,6	2025	3.329,0

Fonte: PETROBRAS

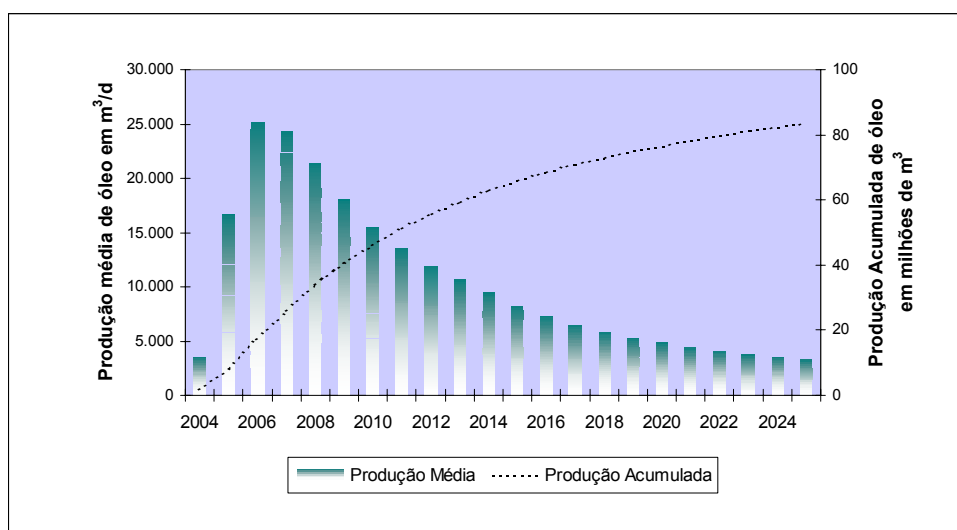


Figura 3.7.1-a. Curva de Produção de Óleo estimada ao longo de 22 anos de desenvolvimento do campo de Albacora Leste.

Conforme o Quadro 3.7.1-a, verifica-se que a produção máxima de óleo, de cerca de 25.214,2 m³ / dia, ocorrerá em meados de 2006 decrescendo de forma não-linear até cerca de 3.300 m³ / dia ao final do período de desenvolvimento do campo.

3.7.2. Gás

As reservas totais de gás do campo de Albacora Leste são de 4,751 bilhões de metros cúbicos.

O projeto de desenvolvimento do campo de Albacora Leste, 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 Albacora Leste e seus fins (em mil m³/dia)

Ano	Produzido	Consumido (*)	Perdas	Transferência (**)	Exportação	Gás Lift (***)
2004	66,886	35,24	31,649			206,503
2005	1.210,45	301,779	58,898	1,733	848,043	692,865
2006	1.860,22	303,689	90,056	3,593	1.462,88	
2007	2.062,20	308,4	101,172	23,747	1.628,88	
2008	1.980,50	309,871	96,377	12,055	1.562,20	337,058
2009	1.810,40	312,654	88,492	12,289	1.396,97	644,855
2010	1.606,90	310,025	78,806	4,03	1.214,04	1.176,67
2011	1.340,00	307,85	65,937	4,302	961,91	1.221,60
2012	1.154,00	303,835	56,924	2,479	790,76	1.247,43
2013	996,30	299,999	49,302		647,00	1.426,23
2014	842,50	304,848	42,051	0,124	495,48	1.469,88
2015	726,80	305,311	36,519	1,472	383,50	1.421,69
2016	647,20	307,064	32,75	2,552	304,83	1.432,48
2017	591,10	301,194	29,978	1,688	258,24	1.440,67
2018	493,40	301,191	25,237	1,713	165,26	1.421,36
2019	471,60	301,673	24,297	2,015	143,62	1.423,95
2020	458,20	300,393	23,705		134,10	1.564,81
2021	443,00	301,557	22,961		118,48	1.484,76
2022	417,60	300	21,766		95,83	1.514,56
2023	391,30	300	20,518		70,78	1.419,46
2024	363,50	300	19,196		44,30	1.357,15
2025	345,40	299,999	18,332		27,07	1.371,18

Fonte: PETROBRAS

Obs.: * Para geração de energia (Turbogeradores)

** Para auxiliar no processo em outras plataformas, também é “reaproveitamento”

*** O volume de gás a ser reaproveitado no sistema de elevação artificial (gas lift), ficará recirculando, ou seja, será produzido, e após reinjetado. Variará de acordo com a necessidade de volume de injeção, em função dos poços produtores

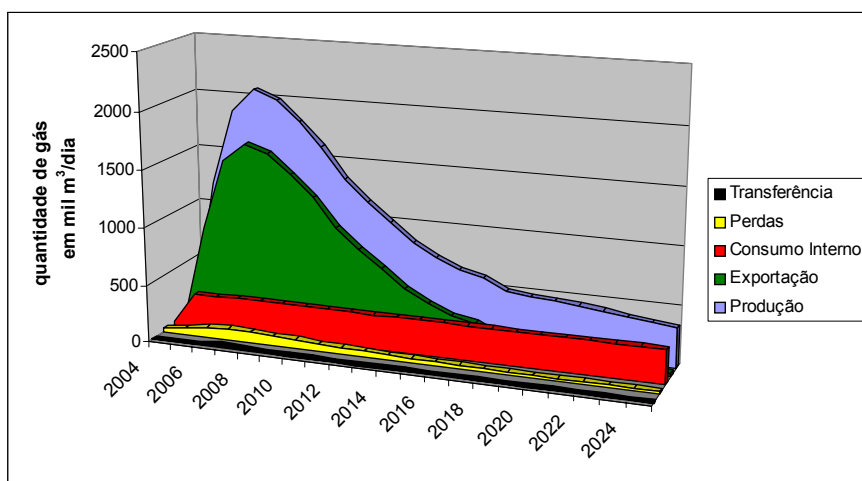


Figura 3.7.2-a. Curva de Produção de Gás e seus fins (exportação, consumo interno, perdas e transferência) estimados no período de desenvolvimento do campo de Albacora Leste.

3.7.3. Água Produzida

Conforme detalhamento anterior do item 3.2.3-d, ao longo do período exploratório do campo de Albacora Leste 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 Albacora Leste.

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 2021. 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 Albacora Leste

ANO	Água (m³/dia)	ANO	Água (m³/dia)
2004	2,7	2015	16.997,3
2005	5,5	2016	18.429,0
2006	11,0	2017	19.558,9
2007	457,5	2018	20.591,8
2008	2.445,4	2019	21.484,9
2009	5.509,6	2020	22.062,8
2010	8.013,7	2021	22.315,1
2011	9.983,6	2022	21.967,1
2012	11.694,0	2023	21.317,8
2013	13.621,9	2024	21.642,1
2014	15.364,4	2025	22.095,9

Fonte: PETROBRAS

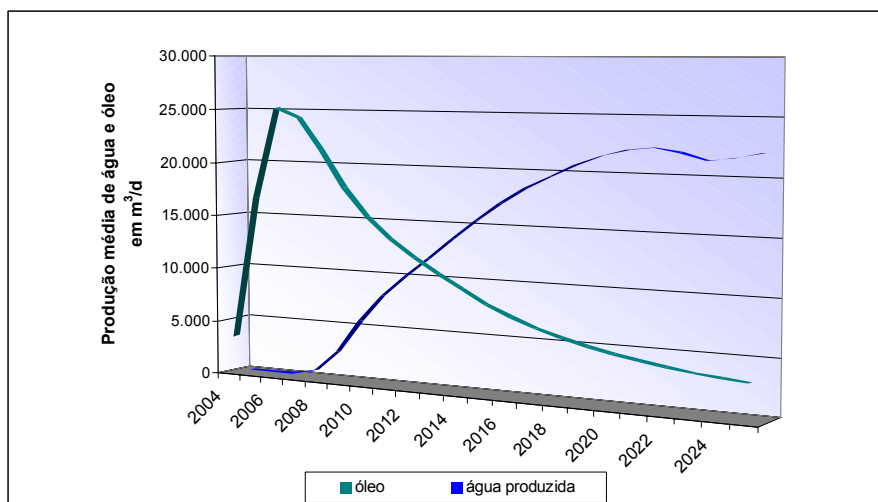


Figura 3.7.3-a. Curva de produção de Água ao longo do período de desenvolvimento do campo de Albacora Leste

3.7.4. Água de Injeção

Conforme apresentado na descrição geral deste empreendimento (item 3.1), será injetada água por poços a fim evitar que a pressão dos fluidos do reservatório caia abaixo da pressão de saturação. Utilizar-se-á água do mar que após ser devidamente tratada, será direcionada aos poços de injeção.

Conforme pode ser verificado no Quadro 3.7.4-a e na Figura 3.7.4-a, observa-se que o pico da quantidade de água de injeção ocorrerá em 2007 sendo cerca de 31.000 m³/dia. Após este pico, verifica-se uma injeção média de 28.000 m³ de água por dia até o final do período de desenvolvimento do campo.

Quadro 3.7.4-a. Injeção diária de água estimada para Albacora Leste

ANO	Água (m3/dia)	ANO	Água (m3/dia)
2004	4.728,8	2015	27.750,7
2005	21.713,1	2016	27.825,1
2006	29.375,3	2017	27.827,4
2007	30.986,3	2018	27.904,1
2008	30.336,1	2019	28.038,4
2009	29.317,8	2020	28.013,7
2010	28.684,9	2021	27.838,4
2011	28.279,5	2022	27.438,4
2012	27.729,5	2023	26.657,5
2013	27.512,3	2024	26.229,5
2014	27.621,9	2025	26.232,9

Fonte: PETROBRAS

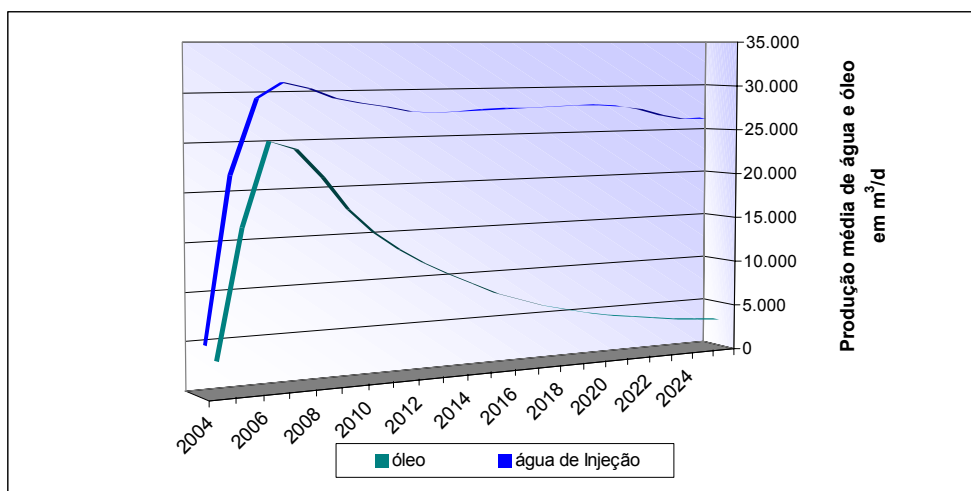


Figura 3.7.4-a. Curva da quantidade de Água a ser injetada ao longo do período de desenvolvimento do campo de Albacora Leste