

E - Empreendimentos Associados e Decorrentes

Neste item, serão descritas as operações de lançamento dos terminais de linha e dutos de transferência da produção de óleo (oleodutos) e gás (gasodutos), bem como os procedimentos para realização dos testes de estanqueidade do sistema submarino.

E1 - Lançamento de Dutos e Demais Estruturas Submarinas

O lançamento de dutos e demais estruturas submarinas compreende uma das etapas do processo de instalação do sistema de coleta e escoamento da produção, que será composto por dutos rígidos e flexíveis.

Lançamento dos Dutos Rígidos para Exportação do Óleo e do Gás

O trecho rígido de escoamento da produção e o PLET serão instalados por uma embarcação de lançamento especializada e o lançamento dos dutos será realizado pelo método *J-Lay* ou *Reel-Lay*, que serão descritos a seguir.

Antes das operações de lançamento, serão realizados levantamento de batimetria e características do solo da rota de lançamento, seguido de inspeção por ROV (*Remote Operated Vehicle*). Os procedimentos de lançamento dos dutos serão monitorados por ROV.

a) Método J-Lay

O método *J-Lay* tem esta denominação devido à forma (curvatura “J”) tomada pelo duto, entre o navio e o fundo do mar, durante sua instalação.

Durante o lançamento dos dutos, é utilizado 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 24 m, 36 m ou 48 m são soldados e lançados com o deslocamento do navio, após as operações de inspeção, revestimentos das juntas e instalação dos anodos.

b) Método Reel-Lay

O lançamento dos dutos e linhas submarinas pelo método *Reel-Lay* consiste na utilização de embarcações especializadas, semelhantes ao apresentado na Figura II.2.4-34, equipadas com carretel para lançamento das linhas.



Figura II.2.4-34 - Tipo de embarcação a ser empregada nas atividades de instalação dos dutos.

Os tramos, que variam de 800 m a 1.200 m, 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 e conforme o comprimento do duto, o lançamento é feito em etapas, tais como:

- ★ 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.

Lançamento de PLETs

Cada 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 duto rígido. Após o teste de estanqueidade inicia-se a descida do PLET, até seu assentamento final no solo marinho.

A ligação do PLET à plataforma será feita após a chegada e ancoragem do FPU P-53 na locação. As conexões dos *risers flexíveis* e do umbilical de controle serão feitas pela mesma embarcação de lançamento das linhas flexíveis.

Lançamento do ILT

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

E2 - Testes de Estanqueidade

E2.1 - Linhas Flexíveis

Serão realizados a bordo do navio lançador testes pneumáticos nas conexões entre os tramos durante o processo de instalação/lançamento das mesmas.

Os testes pneumáticos das conexões serão executados com nitrogênio nas cavidades entre os flanges de cada par de conexões e o anel de vedação, com o objetivo de testar a estanqueidade de uma conexão entre 2 tramos de dutos flexíveis. O procedimento consiste em:

- ★ pressurização das cavidades entre os flanges até uma pressão de 3.300 psi (10% superior à pressão máxima do projeto);
- ★ estabilização e manutenção da pressão por 15 minutos;
- ★ despressurização da conexão.

Após o *pull-in* das linhas e conexão destas com a plataforma, serão executados pela operação da produção da P-53, os testes hidrostáticos de estanqueidade das linhas flexíveis. Este teste tem como objetivo testar a estanqueidade do sistema de linhas, incluindo conexão com a origem, conexões intermediárias e conexão com o destino. O procedimento consiste em:

- ★ pressurização das linhas;
- ★ estabilização e manutenção da pressão;
- ★ despressurização da linha.

Após a execução dos testes, serão registradas e anexadas nos relatórios de serviço por pessoal qualificado, informações tais como:

- ★ Locação, condição e detalhes do teste;
- ★ Detalhes do meio de enchimento;
- ★ Equipamentos e detalhes de certificação;
- ★ Cartas registradoras de pressão mostrando os registros contínuos de pressão;
- ★ Leitura de pressão e temperatura ambiente periódicas;
- ★ Observação visual.

Com relação aos umbilicais hidráulicos e eletro-hidráulicos, serão realizados testes hidrostáticos utilizando fluido hidráulico específico *Marston Bentley Oceanic HW-525P*, cuja ficha de segurança pode ser encontrada no Anexo II.2-5 deste EIA, visando verificar a resistência mecânica das mangueiras e a estanqueidade entre as terminações das mesmas.

E2.2 - Dutos Rígidos

Após o lançamento dos dutos, serão adotados procedimentos de calibração, secagem e testes hidrostáticos com a pressão de projeto, visando demonstrar a estanqueidade da linha, bem como das uniões flangeadas entre os terminais submarinos, conforme descrito a seguir.

a) Gasoduto

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

- ★ após a instalação completa do gasoduto rígido entre as bases estruturais, estes serão alagados com cerca de 400 m³ de água salgada, através de abertura de válvulas por ROV;
- ★ passagem de *pigs* de limpeza e calibração, bombeados com água; 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 à P-26, através da passagem de *pigs* espuma, empurrados por nitrogênio;
- ★ após a secagem, será feita a inertização do duto com N₂.

b) Oleoduto

- ★ após a instalação completa do oleoduto entre as bases estruturais (PLET's), este será alagado com água salgada, através de abertura de válvulas por ROV;
- ★ passagem de *pigs* de limpeza e calibração, bombeados com água aditivada; o *pig* calibrador serve para verificar a integridade do duto, quanto a amassamentos e colapsos localizados;
- ★ finalizada essa etapa, será iniciada a pressurização gradual do duto até a pressão de 4.500 psi, com monitoração e registro de temperatura, pressão

e vazão de água, entre outros parâmetros necessários à análise e comprovação da efetividade deste teste;

- ★ após o teste hidrostático, o duto será despressurizado permanecendo alagado com água salgada aditivada, cujos componentes estão descritos no quadro II.2.4-18, , aguardando a interligação com a P-53, por cerca de 08 meses (hibernação);
- ★ o deslocamento da água aditivada (fluido de preenchimento) do interior do duto será realizado através da passagem de *pigs*, bombeados pelo óleo produzido, intercalado com colchões de diesel e será descartada no mar, junto à PRA-1. Para esta operação será utilizado um *pig* instrumentado equipado com um emissor de sinal ("pinger"), que permitirá a detecção da aproximação deste *pig* em seu destino em PRA-1 (utilizando equipamento de detecção próprio para este fim). Quando o detector indicar que o *pig* está próximo ao receptor de *pig* em PRA-1, o descarte será interrompido e o fluxo será redirecionado de forma a seguir o caminho normal de exportação do óleo produzido. Desta forma, pode-se garantir que não haverá risco de descarte indevido de óleo diesel no mar.

Para o teste hidrostático, utilizar-se-á cerca de 2.350 m³ de água aditivada para completa inundação do duto, cujos aditivos químicos estão apresentados no Quadro abaixo.

Quadro II.2.4-19 - Produtos químicos a serem utilizados no alagamento do oleoduto e das linhas

PRODUTO	DESCRIÇÃO	CONCENTRAÇÃO UTILIZADA	NOME COMERCIAL	FABRICANTE
Biocida	Sulfato de Tetrahidroximetil (THPS) a 75%	100 ppm	FONGRABAC- THPS	Buckman
Seqüestrante de Oxigênio	Bissulfito de Sódio a 40%	160 ppm	SISBRAX SQO-40C	Buckman
Corante	Fluorene R2 ou similar a 20%	40 ppm	-	-

Fonte: PETROBRAS

F - Curvas de Produção

Abaixo são apresentadas as curvas de produção de óleo, gás e água previstas para o período de desenvolvimento do Campo de Marlim Leste.

F1 - Óleo

A produção média diária de óleo estimada para o Campo de Marlim Leste é apresentada no Quadro II.2.4-20, no período de exploração de 2007 a 2025. Utilizando-se esses dados, as curvas de produção média e acumulada previstas são apresentadas na Figura II.2.4-35.

**Quadro II.2.4-20 - Produção diária
prevista de óleo pela
P-53**

ANO	ÓLEO (m ³ /dia)
2007	6.518
2008	24.144
2009	21.364
2010	18.076
2011	14.772
2012	12.225
2013	10.082
2014	8.338
2015	6.914
2016	6.100
2017	5.436
2018	4.786
2019	4.314
2020	3.928
2021	3.606
2022	3.331
2023	3.093
2024	2.887
2025	2.935

Fonte: PETROBRAS

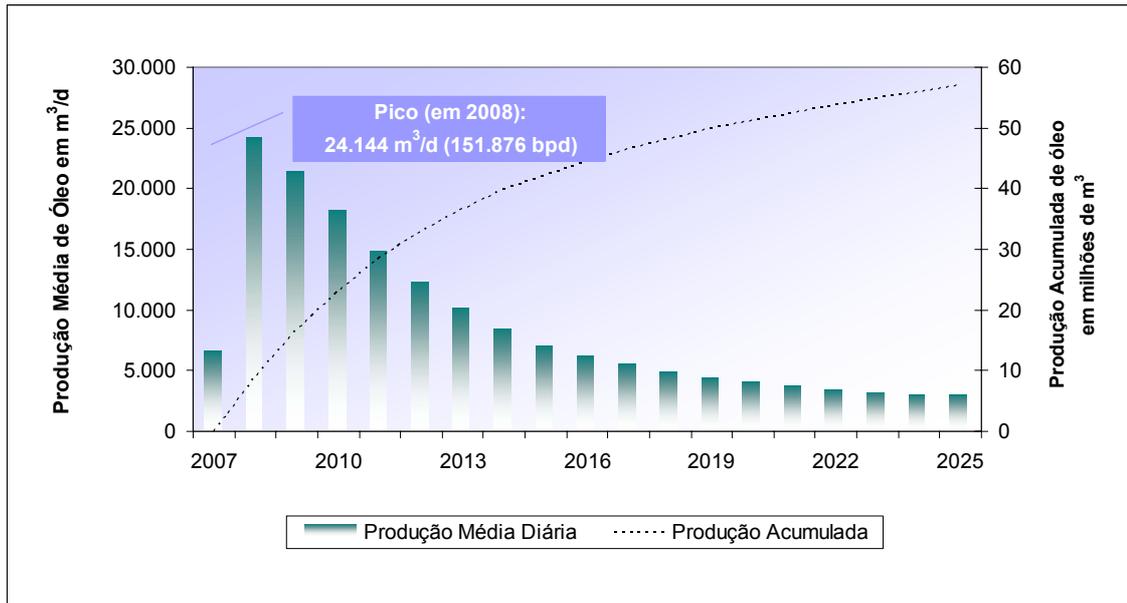


Figura II.2.4-35 - Curva prevista de produção de óleo ao longo de 18 anos de desenvolvimento do Campo de Marlim Leste

De acordo com o apresentado, verifica-se que a produção máxima prevista de óleo, cerca de $24.144 \text{ m}^3/\text{dia}$, ocorrerá em meados de 2008, decrescendo de forma não-linear até cerca de $3.000 \text{ m}^3/\text{dia}$, ao final do período de concessão do campo, quando, então, prevê-se uma produção acumulada de quase 57 milhões de metros cúbicos de óleo.

F2 - Gás

O gás separado do óleo no Campo de Marlim Leste será parcialmente utilizado no consumo interno da unidade de produção para geração de energia e injeção como gás *lift*. Parte desse gás será exportada através de gasodutos e outra parte, em pequenas proporções, queimado no *flare*, para manutenção da chama piloto. A previsão de produção do gás é apresentada no Quadro II.2.4-21 a seguir e ilustrada na Figura II.2.4-36.

**Quadro II.2.4-21 - Produção diária de gás
estimada pela P-53 (em mil
m³/dia)**

ANO	GÁS (milhões m³/dia)
2007	0,619
2008	2,190
2009	1,865
2010	1,565
2011	1,194
2012	0,972
2013	0,801
2014	0,654
2015	0,534
2016	0,470
2017	0,417
2018	0,365
2019	0,328
2020	0,298
2021	0,273
2022	0,252
2023	0,233
2024	0,217
2025	0,227

Fonte: PETROBRAS

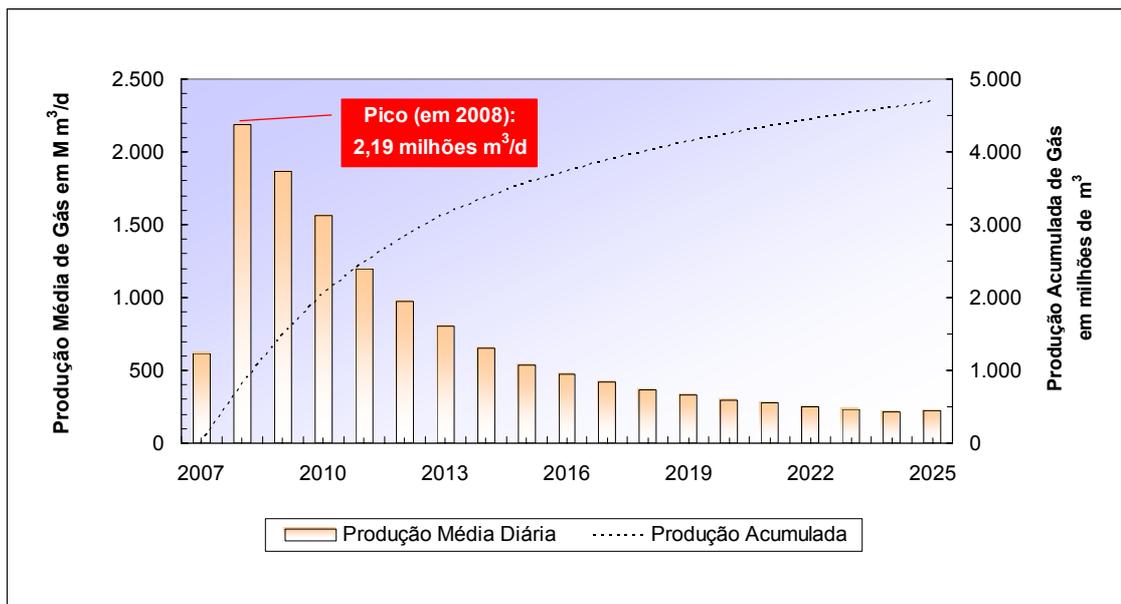


Figura II.2.4-36 - Curva de Produção de Gás estimada ao longo dos 18 anos de desenvolvimento do Campo de Marlim Leste.

F3 - Água Produzida

O Quadro II.2.4-22 apresenta a estimativa de água produzida durante o desenvolvimento do Campo de Marlim Leste. Conforme pode ser observado na Figura II.2.4-37, o volume de água produzida aumenta gradativamente, de acordo com as atividades de exploração de hidrocarbonetos até meados de 2024, quando atinge um pico de 24.904 m³/d.

Quadro II.2.4.22 - Estimativa da produção diária de água pela P-53.

ANO	ÁGUA PRODUZIDA (m ³ /dia)
2007	115
2008	2.301
2009	6.427
2010	9.712
2011	13.019
2012	15.566
2013	17.707
2014	19.452
2015	20.877
2016	21.691
2017	22.353
2018	23.006
2019	23.477
2020	23.861
2021	24.184
2022	24.460
2023	24.696
2024	24.904
2025	24.855

Fonte: PETROBRAS

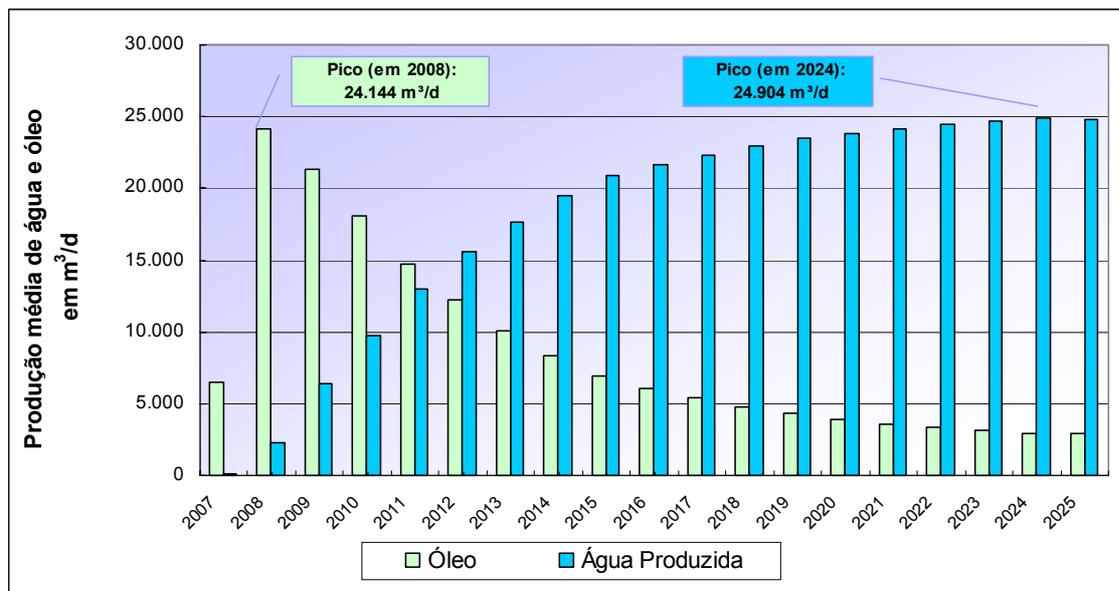


Figura II.2.4-37 - Curva de produção de água e óleo ao longo do período de 18 anos desenvolvimento do Campo de Marlim Leste.

F4 - Água de Injeção

A água de injeção é um recurso utilizado na fase de produção para aumentar a recuperação do óleo. Para tanto, utiliza-se a água do mar que, após ser devidamente tratada, será direcionada aos poços de injeção.

Como apresentado no Quadro II.2.4-23 e na Figura II.2.4-38, o pico de água de injeção ocorrerá em 2009, com cerca de 32.729 m³/dia. Após esse pico, verifica-se uma pequena oscilação na quantidade de água injetada, que se mantém na faixa de 29.000 a 30.000 m³/dia.

**Quadro II.2.4-23 - Injeção diária de água
estimada pela P-53.**

ANO	ÁGUA DE INJEÇÃO (m ³ /dia)
2007	2.616
2008	27.538
2009	32.729
2010	31.386
2011	30.907
2012	30.735
2013	30.619
2014	30.548
2015	30.318
2016	29.664
2017	29.490
2018	29.556
2019	29.485
2020	29.372
2021	29.271
2022	29.200
2023	29.159
2024	29.148
2025	29.038

Fonte: PETROBRAS

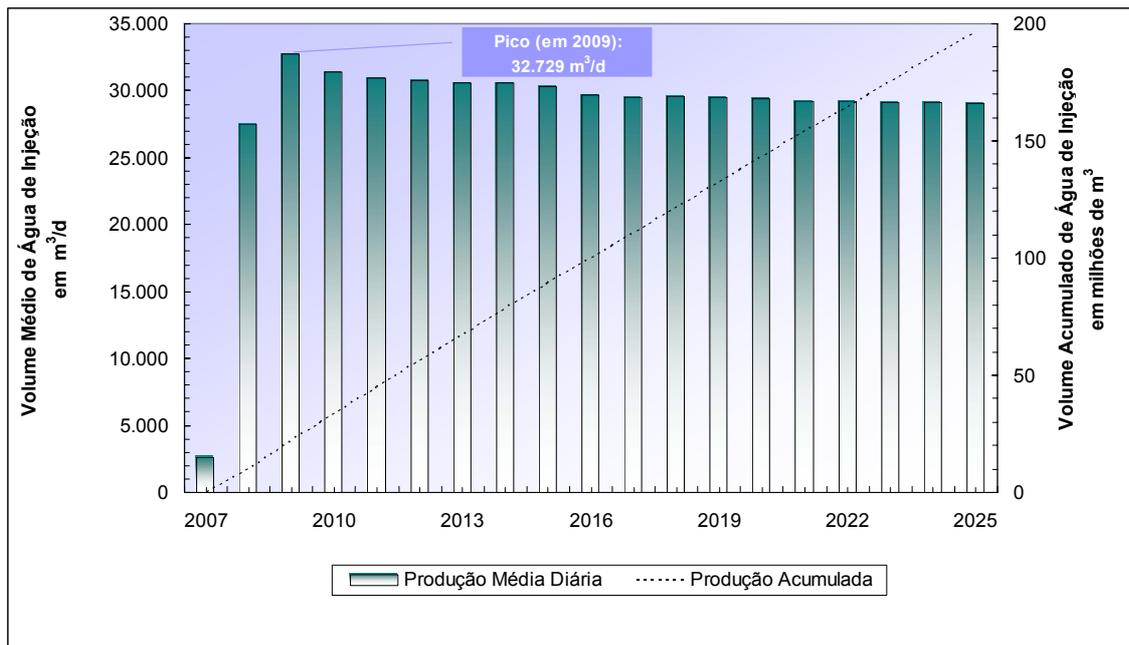


Figura II.2.4-38 - Curva de injeção de água ao longo dos 18 anos de desenvolvimento do Campo de Marlim Leste.