

## **II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE**

### **II.2.1 - Apresentação**

No presente capítulo serão abordadas as características gerais e os aspectos de instalação e operação dos empreendimentos que compõem a Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 2, contemplando:

- 01 Sistema de Produção Antecipada (SPA);
- 06 Testes de Longa Duração (TLD);
- 13 Projetos de Desenvolvimentos de Produção (DP);
- 15 gasodutos.

Os empreendimentos envolverão atividades de exploração, produção e escoamento de petróleo e gás natural no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. As características de cada empreendimento (SPA, TLDs, DPs e gasodutos) estão descritas nos itens subsequentes.

#### **II.2.1.1 - Descrição Sucinta do Projeto**

O Polo Pré-Sal da Bacia de Santos compreende diversos blocos exploratórios e campos de produção, atualmente composto pelos Blocos BM-S-8, BM-S-9, BM-S-10, BM-S-11, BM-S-21, BM-S-24 e pela Cessão Onerosa. A Cessão Onerosa engloba as áreas de Franco, Florim, Entorno de Iara, Nordeste de Tupi, Sul de Tupi e Sul de Guará, havendo ainda a área contingente de Peroba.

Na Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 2, o SPA e os TLDs serão realizados, respectivamente, no Bloco BM-S-11 e na área da Cessão Onerosa, enquanto que os DPs serão realizados nos Blocos BM-S-9, BM-S-11 e na área da Cessão Onerosa.

Na exploração de petróleo e gás natural são utilizadas plataformas de produção, também chamadas de Unidades Estacionárias de Produção (UEPs). No Brasil utilizam-se basicamente três tipos de UEPs: fixas, semi-submersíveis e navio-plataforma (FPSO).

Para a realização de todas as atividades do Projeto Etapa 2 (SPA, TLDs e DPs) serão utilizadas UEPs do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*<sup>1</sup>). Os navios FPSOs são unidades estacionárias de produção que possuem planta de processamento de petróleo e gás (*production*), tancagem para armazenamento da produção (*storage*) e permitem a transferência da produção para outro navio, denominado aliviador, que periodicamente é conectado ao FPSO para receber e transportar o petróleo até os terminais petrolíferos. Esta operação de transferência de produção para outro navio é chamada de *offloading*.

O FPSO é fixado sobre os campos produtores com o auxílio de sistemas de ancoragem, por isso pode ser utilizado em lâminas d'água mais profundas quando comparado à plataforma fixa.

As atividades do Projeto Etapa 2 contemplarão 1 Sistema de Produção Antecipada (SPA), 6 Testes de Longa Duração (TLDs) e 13 Desenvolvimentos de Produção (DPs). As áreas onde estarão inseridas as atividades possuem reservatórios de óleo leve e gás natural associado. O óleo e o gás natural produzidos serão submetidos a processos de separação no próprio FPSO, para posteriormente serem encaminhados aos terminais petrolíferos e unidades de tratamento de gás no continente.

Os TLDs são atividades realizadas para estimar a potencial de produção dos reservatórios em um período de avaliação exploratória, com duração de aproximadamente 6 meses. O SPA apresenta as mesmas características dos TLDs, mas com denominação diferenciada em virtude de ocorrer após a declaração de comercialidade do campo onde será realizado.

O óleo produzido no SPA e nos TLDs será processado e armazenado nos FPSOs, sendo transferido periodicamente para navios aliviadores. O gás produzido será utilizado como combustível no FPSO e o excedente será encaminhado ao sistema de tocha da embarcação. No SPA e nos TLDs não há gasoduto para exportação do gás devido à curta duração destas atividades. Destaca-se que a vazão de produção de óleo do SPA e dos TLDs está limitada pela queima de gás autorizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e

<sup>1</sup> FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*): sigla em inglês que caracteriza as principais funções do navio-plataforma de produzir, armazenar e transferir sua produção. *Floating*: flutuante; *Production*: produção; *Storage*: armazenamento; *offloading*: transferência.

Biocombustíveis (ANP), podendo variar, portanto, de acordo com a razão gás - óleo (RGO) de cada área.

Os DPs utilizarão os conhecimentos adquiridos durante a fase de TLDs e SPA, mas com produção intensificada e de longo prazo. Os DPs do Projeto Etapa 2 permanecerão operando durante o tempo de concessão ou o tempo para produção dos volumes negociados com a ANP, no caso da Cessão Onerosa.

Assim como no SPA e TLDs, o óleo produzido nos DPs será processado e armazenado nos FPSOs e transferido periodicamente para navios aliviadores. O gás produzido nos DPs será utilizado como combustível no FPSO e o excedente será reinjetado e/ou escoado por gasodutos interligados à malha de escoamento de gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Os gasodutos que partem dos FPSOs dos DPs também são objetos deste licenciamento, bem como o Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste, que se estenderá desde o Campo de Lula até a Área de Franco.

Assim, os gasodutos descritos neste capítulo totalizam quinze (15) trechos, sendo: catorze (14) que partem dos DPs com comprimentos que variam entre 4 e 40 km e o trecho do Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste com aproximadamente 120 km de extensão. Destaca-se que no DP de Lula Área de Iracema Norte haverá dois gasodutos.

A descrição detalhada dos empreendimentos do Projeto Etapa 2 (SPA, TLDs, DPs e gasodutos) e as características operacionais e de instalação encontram-se no **item II.2.4 – Descrição das Atividades**.

### **II.2.1.2 - Objetivos da Atividade**

#### **II.2.1.2.1 - Objetivos das Atividades do SPA e TLDs**

O SPA e os TLDs têm como objetivos principais minimizar as incertezas técnicas quanto ao escoamento e dinâmica dos reservatórios, assim como avaliar a capacidade de produção dos poços e adquirir dados do comportamento da pressão de fundo e das vazões de óleo, gás e água.

Além disso, são elencados abaixo outros objetivos que podem ser alcançados com a realização destas atividades:

- Avaliar o desempenho de produção em longo tempo;

- Verificar a modelagem geológica e de fluxo, de forma a embasar as previsões de comportamento nos projetos de produção;
- Avaliar o escoamento do óleo através de linhas submarinas, calibrando as correlações e resultando em previsões de produção mais confiáveis;
- Avaliar a existência de mecanismos de danos à formação (incrustações de carbonato de cálcio -  $\text{CaCO}_3$ , parafinas, etc.);
- Coletar informações mais confiáveis dos teores de contaminantes (principalmente de ácido sulfídrico –  $\text{H}_2\text{S}$ ), do índice de produtividade dos poços, das curvas de permeabilidade relativa e dos volumes *in-place*;
- Adquirir informação e conhecimento para melhor definição dos futuros projetos de Desenvolvimento da Produção.

#### II.2.1.2.2 - *Objetivos das Atividades dos DPs*

Os DPs têm como objetivo desenvolver a produção de óleo e gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos e se basearão nos conhecimentos acumulados pelos resultados adquiridos nos TLDs e SPA anteriormente realizados.

Os DPs do Projeto Etapa 2 possuem também como objetivos específicos:

- Avaliar o comportamento da produção;
- Avaliar a injeção de água e gás nos reservatórios;
- Avaliar o comportamento da pressão do reservatório;
- Avaliar o escoamento submarino do óleo parafínico através de linhas flexíveis dotadas de isolamento térmico;
- Avaliar o comportamento de deposição de incrustações, tais como: carbonato de cálcio, asfaltenos e sulfato de bário;
- Ajustar as modelagens geológicas e de fluxo adotadas.

#### II.2.1.2.3 - *Objetivos dos Gasodutos*

Os gasodutos interligarão os FPSOs dos DPs aos gasodutos tronco da malha de escoamento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. O Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste será um gasoduto que interligará a produção dos DPs desde o Campo de Lula até a Área de Franco. O objetivo de toda essa malha é viabilizar o escoamento do gás natural produzido nos DPs para o continente.

---

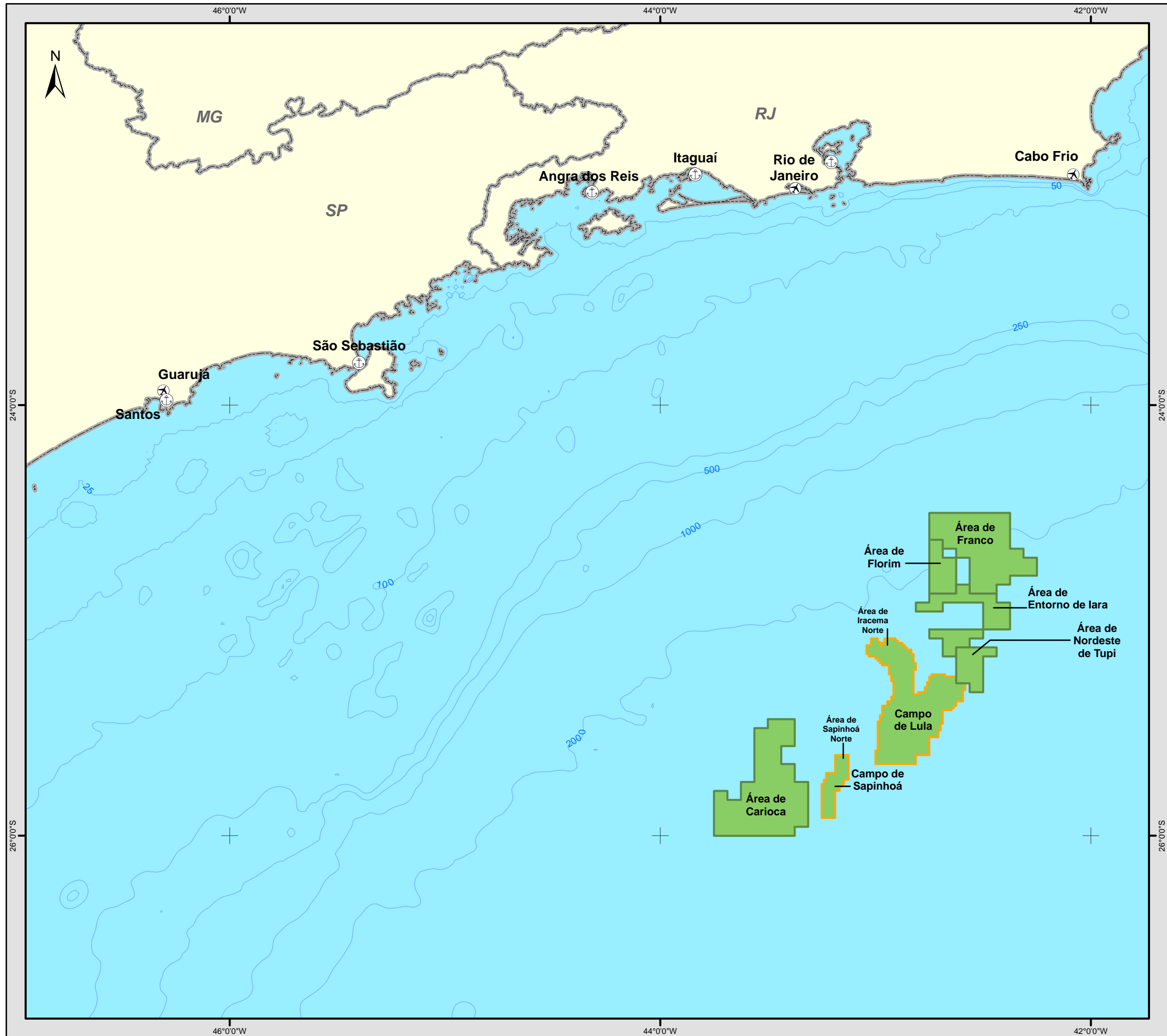
### **II.2.1.3 - Localização e Limites dos Blocos/Campos**

As Atividades de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 2 serão realizadas nos seguintes blocos de exploração/campos de produção:

- SPA: Campo de Lula;
- TLDs: Áreas de NE de Tupi, Franco, Entorno de Iara e Florim;
- DPs: Campos de Sapinhoá e Lula, Áreas de Carioca, Iracema Norte e Franco.

A **Figura II.2.1.3-1** apresenta a localização dos blocos de exploração e campos de produção do Projeto Etapa 2 em mapa georreferenciado.





**Legenda Temática**

- Blocos de Exploração - Etapa 2
- Campos de Produção - Etapa 2

**Convenções do Mapa**

**Bases de Apoio**

- Aéreo
- Marítimo

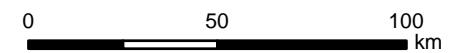
**Convenções Cartográficas**

- Batimetria
- Limite Estadual

**Localização Geral**



Referências utilizadas:  
 - Blocos de Exploração e Campos de Produção (ANP, 2012);  
 - Unidades Federais (IBGE, 2005).



Projeção Geográfica  
 Datum SIRGAS 2000



**EIA DA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 2**

**LOCALIZAÇÃO DOS BLOCOS DE EXPLORAÇÃO E CAMPOS DE PRODUÇÃO DO PROJETO ETAPA 2**

Data:	Figura:	Escala:	Rev.
Outubro/2013	II.2.1.3-1	1:2.000.000	0

### II.2.1.4 - Localização das Unidades de Produção

Para a realização do SPA, TLDs e DPs serão utilizados navios-plataformas do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*). A **Tabela II.2.1.4-1** à **Tabela II.2.1.4-3** listam todos os empreendimentos do Etapa 2, a localização dos respectivos FPSOs, bem como a quantidade de poços e a duração prevista para cada atividade.

A **Figura II.2.1.4-1** mostra a localização dos empreendimentos do Etapa 2 (SPA, TLDs, DPs e gasodutos) em mapa georreferenciado. Para melhor clareza da figura, equipamentos submarinos foram suprimidos sendo que estes são apresentados em detalhe no item II.2.4.6 - Descrição do sistema submarino.

Os gasodutos do Projeto Etapa 2 estão listados no **Quadro II.2.1.4-1**.

**Quadro II.2.1.4-1 - Gasodutos do Projeto Etapa 2**

	Gasoduto	Extremidade Inicial
1	Lula Norte-Franco Noroeste	Gasoduto Lula Norte
2	Carioca	DP Carioca
3	Sapinhoá Norte	DP Sapinhoá Norte
4	Lula Sul	DP Lula Sul
5	Lula Central	DP Lula Central
6	Lula Alto	DP Lula Alto
7	Lula Norte	DP Lula Norte
8	Lula Extremo Sul	DP Lula Extremo Sul
9	Lula Oeste	DP Lula Oeste
10	Lula Área de Iracema Norte	DP Lula Área de Iracema Norte
11		
12	Franco 1	DP Franco 1
13	Franco NW	DP Franco NW
14	Franco Sul	DP Franco Sul
15	Franco SW	DP Franco SW

O empreendimento mais distante da costa é o DP de Lula Extremo Sul a cerca de 300 km e o TLD de Franco NW é o mais próximo, distante aproximadamente 200 km da costa.



**Tabela II.2.1.4-1 - Sistemas de Produção Antecipado (SPA).**

Bloco	Campo/Área	Atividade	FPSO	FPSO - Coordenadas UTM (Sirgas 2000) – Fuso 23		Lâmina d'água (m)	Quantidade de Poços	Duração da Atividade (meses)
				Leste	Norte			
BM-S-11	Campo de Lula	SPA de Lula Oeste	FPSO BW Cidade de São Vicente	710.776	7.179.620	2.160	1	6

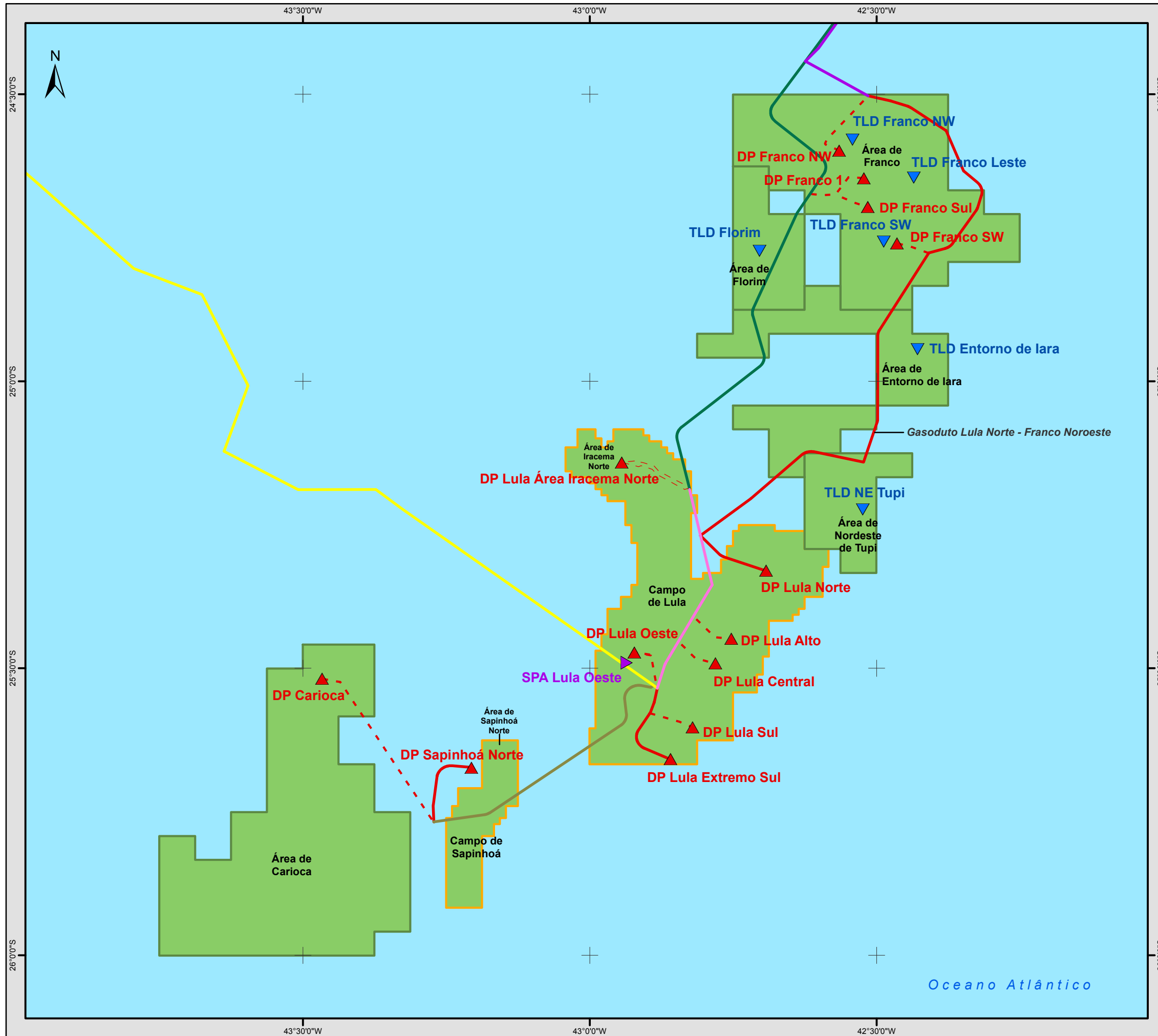
**Tabela II.2.1.4-2 - Testes de Longa Duração (TLD)**

Bloco	Campo/Área	Atividade	FPSO	FPSO - Coordenadas UTM (Sirgas 2000) – Fuso 23		Lâmina d'água (m)	Quantidade de Poços	Duração da Atividade (meses)
				Leste	Norte			
Cessão Onerosa	Área de NE Tupi	TLD de NE Tupi	FPWSO <i>Dynamic Producer</i>	749.472	7.208.014	2.150	1	5
	Área de Franco	TLD de Franco NW	FPWSO <i>Dynamic Producer</i>	748.968	7.279.461	1.900	1	5
		TLD de Franco SW	FPSO BW Cidade de São Vicente	754.102	7.259.652	2.000	1	5
		TLD de Franco Leste	FPWSO <i>Dynamic Producer</i>	759.639	7.271.899	1.995	1	6
	Área de Entorno de Iara	TLD do Entorno de Iara	FPSO BW Cidade de São Vicente	759.674	7.238.802	2.280	1	4
Área de Florim	TLD de Florim	FPSO BW Cidade de São Vicente	732.165	7.258.236	2.000	1	6	

**Tabela II.2.1.4-3 - Desenvolvimento da Produção (DP)**

Bloco	Campo/Área	Atividade	FPSO	FPSO - Coordenadas UTM (Sirgas 2000) – Fuso 23		Lâmina d'água (m)	Quantidade de Poços	Duração da Atividade (anos)
				Leste	Norte			
BM-S-9	Campo de Sapinhoá Área de Carioca	DP de Sapinhoá Norte	FPSO Cidade de Ilhabela	680.033	7.159.329	2.140	23	25
		DP de Carioca	FPSO de Carioca	654.093	7.176.772	2.170	11	21
BM-S-11	Campo de Lula	DP de Lula Alto	FPSO de Lula Alto	725.943	7.183.446	2.120	22	22
		DP de Lula Central	FPSO de Lula Central	723.029	7.178.794	2.130	23	22
		DP de Lula Sul	FPSO de Lula Sul	718.865	7.166.501	2.150	21	22
		DP de Lula Norte	FPSO de Lula Norte	732.248	7.196.524	2.130	22	22
		DP de Lula Oeste	FPSO Lula Oeste	708.883	7.181.133	2.150	18	21
		DP de Lula Extremo Sul	FPSO de Lula Extremo Sul	714.870	7.160.459	2.170	23	21
	Campo de Lula – Área de Iracema	DP de Lula - Área de Iracema Norte	FPSO de Lula Iracema Norte	707.235	7.217.843	2.240	20	22
Cessão Onerosa	Área de Franco	DP de Franco 1	FPSO de Franco 1	750.815	7.271.971	1.990	25	26
		DP de Franco NW	FPSO de Franco NW	746.531	7.277.377	1.910	27	25
		DP de Franco Sul	FPSO de Franco Sul	751.384	7.266.408	2.030	26	26
		DP de Franco SW	FPSO de Franco SW	756.404	7.259.276	2.035	22	25





**Legenda Temática**

- Unidades de Produção (FPSOs)**
- ▲ Desenvolvimento de Produção (DP)
  - ▼ Sistema de Produção Antecipado (SPA)
  - ▼ Teste de Longa Duração (TLD)

**Gasodutos - Etapa 2**

- Flexível
- Rígido

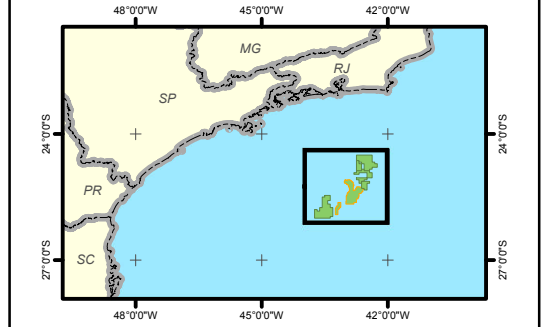
**Gasodutos Licenciados/Em Licenciamento**

- Rota 1
- Rota 2
- Rota 3
- Sapinhoá - Lula
- Lula NE - Lula

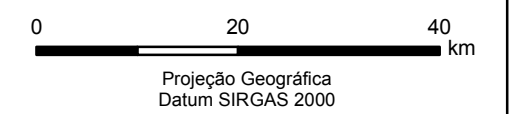
**Convenções do Mapa**

- Blocos de Exploração - Etapa 2
- Campos de Produção - Etapa 2

**Localização Geral**



Referências utilizadas:  
 - Localização dos gasodutos e FPSOs cedidas pela Petrobras;  
 - Blocos de Exploração e Campos de Produção (ANP, 2012).



**EIA DA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 2**

**LOCALIZAÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO E GASODUTOS**

Data:	Figura:	Escala:	Rev.
Outubro/2013	II.2.1.4-1	1:750.000	0

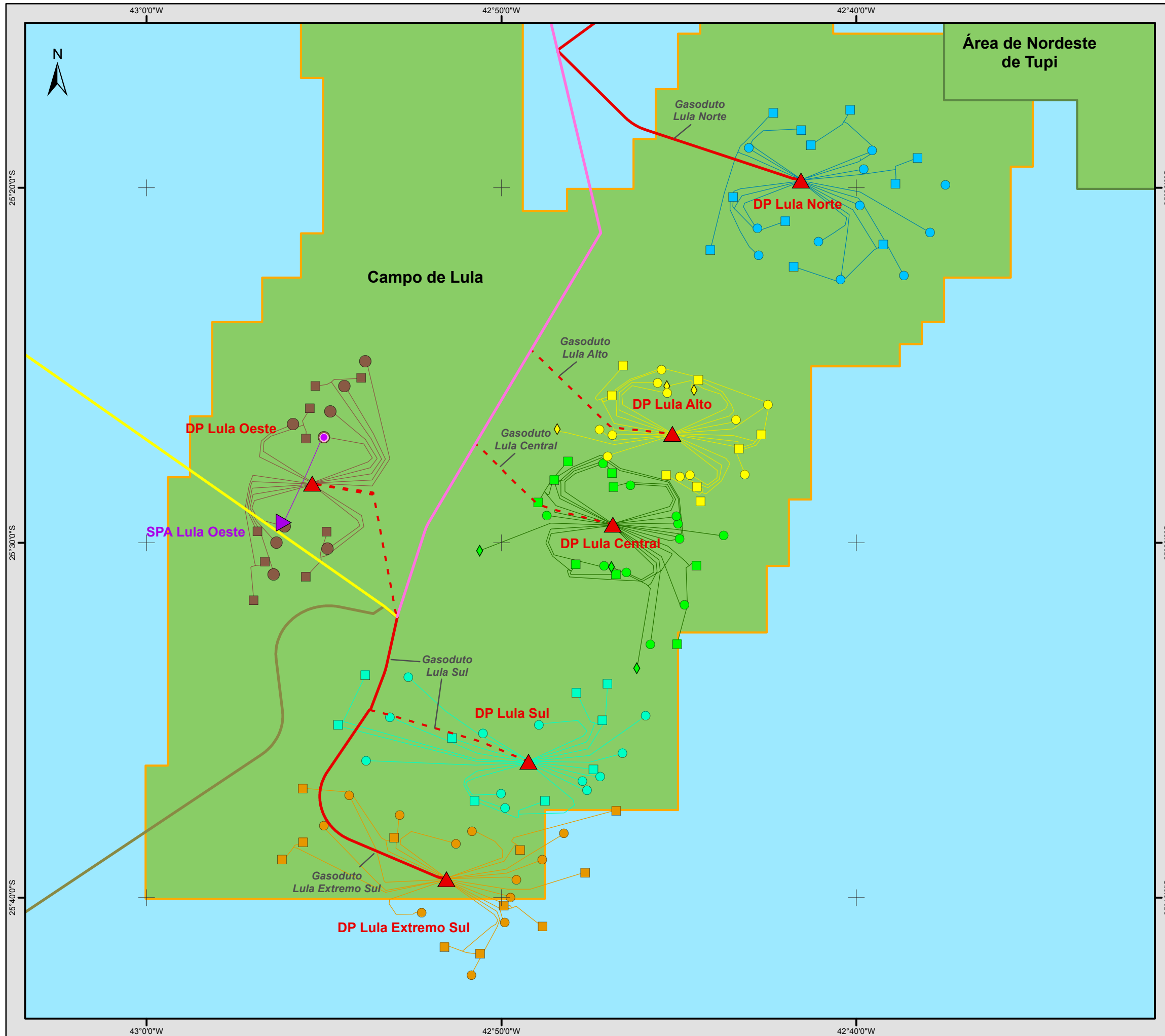
---

### **II.2.1.5 - Características dos Poços**

As características dos poços que serão interligados às unidades de produção, tais como localização, diâmetro, profundidade e quantidade de fases, inclinação, dentre outras, estão descritas a seguir e estratificadas por empreendimento.

A **Figura II.2.1.5-1** à **Figura II.2.1.5-6** ilustram a localização dos poços nos blocos e campos. A identificação dos poços não é apresentada nestas figuras para melhor ilustração, mas constam nos Arranjos Submarinos, apresentados no **item II.2.4.6 - Descrição do sistema submarino**.





### Legenda Temática

**Poços por Empreendimento**

<i>DP de Lula Norte</i>	<i>DP de Lula Extremo Sul</i>
● Produtor	● Produtor
■ Injetor de água e gás	■ Injetor de água e gás
<i>DP de Lula Central</i>	<i>DP de Lula Alto</i>
● Produtor	● Produtor
■ Injetor de água e gás	■ Injetor de água e gás
◆ Injetor de água	◆ Injetor de água
<i>DP de Lula Oeste</i>	<i>DP de Lula Sul</i>
● Produtor	● Produtor
■ Injetor de água e gás	■ Injetor de água e gás
<i>SPA de Lula Oeste</i>	
● Produtor	

**Linhas de Produção/Injeção por Empreendimento**

— DP de Lula Norte	— DP de Lula Alto
— DP de Lula Central	— DP de Lula Extremo Sul
— DP de Lula Oeste	— DP de Lula Sul
— SPA de Lula Oeste	

### Convenções do Mapa

**Unidades de Produção (FPSOs)**

- ▲ Desenvolvimento de Produção (DP)
- ▲ Sistema de Produção Antecipado (SPA)

**Gasodutos - Etapa 2**

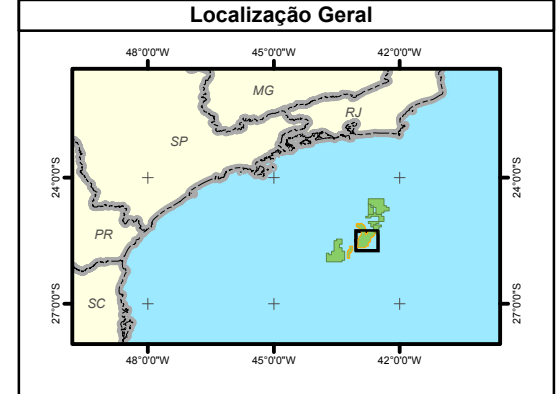
- - - Flexível
- Rígido

**Gasodutos Licenciados/Em Licenciamento**

- Rota 1
- Sapinhoá - Lula
- Lula NE - Lula

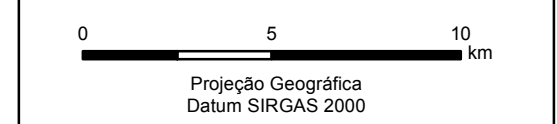
**Blocos de Exploração - Etapa 2**

- Campos de Produção - Etapa 2



**Referências utilizadas:**

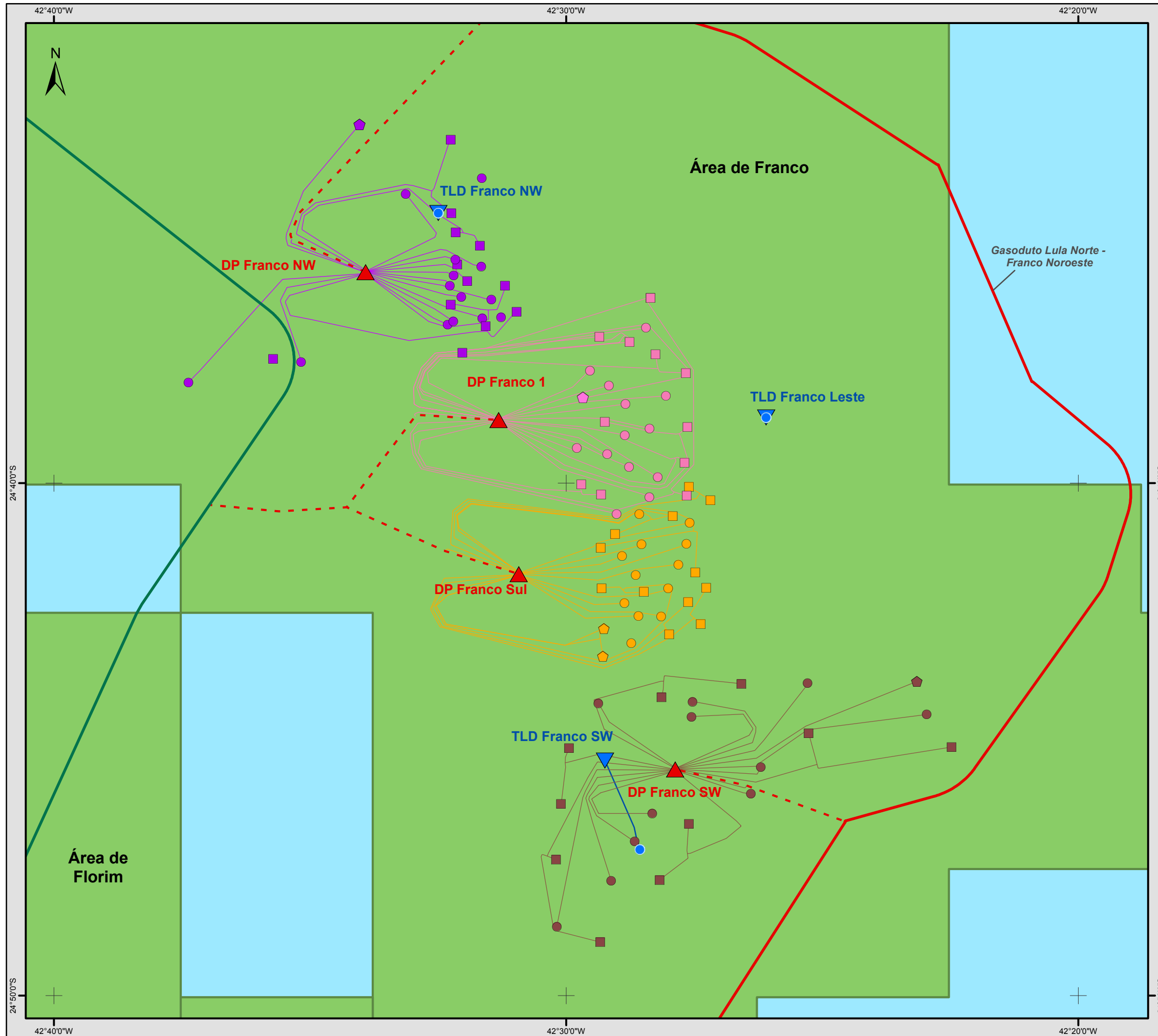
- Localização dos poços, gasodutos e FPSOs cedidas pela Petrobras;
- Blocos de Exploração e Campos de Produção (ANP, 2012).



### EIA DA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 2

#### LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS NO CAMPO DE LULA

Data:	Figura:	Escala:	Rev.
Outubro/2013	II.2.1.5-1	1:200.000	0



**Legenda Temática**

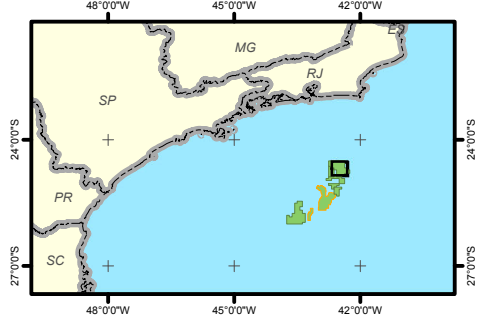
- Poços por Empreendimento**
- |                         |                         |
|-------------------------|-------------------------|
| ● Produtor              | ● Produtor              |
| ■ Injetor de água e gás | ■ Injetor de água e gás |
| ◆ Injetor de gás        | ◆ Injetor de gás        |
| ● Produtor              | ● Produtor              |
| ■ Injetor de água e gás | ■ Injetor de água e gás |
| ◆ Injetor de gás        | ◆ Injetor de gás        |
| ● Produtor              | ● Produtor              |
| ● Produtor              | ● Produtor              |
| ● Produtor              | ● Produtor              |

- Linhas de Produção/Injeção por Empreendimento**
- DP de Franco NW
  - DP de Franco 1
  - DP de Franco Sul
  - DP de Franco SW
  - TLD de Franco SW

**Convenções do Mapa**

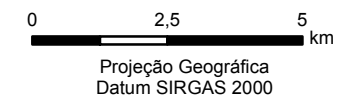
- Unidades de Produção (FPSOs)**
- ▲ Desenvolvimento de Produção (DP)
  - ▼ Teste de Longa Duração (TLD)
- Gasodutos - Etapa 2**
- - - Flexível
  - Rígido
- Gasoduto Licenciado/em Licenciamento**
- Rota 2
- Blocos de Exploração - Etapa 2**
- 

**Localização Geral**



**Referências utilizadas:**

- Localização dos poços, gasodutos e FPSOs cedidas pela Petrobras;
- Blocos de Exploração e Campos de Produção (ANP, 2012).

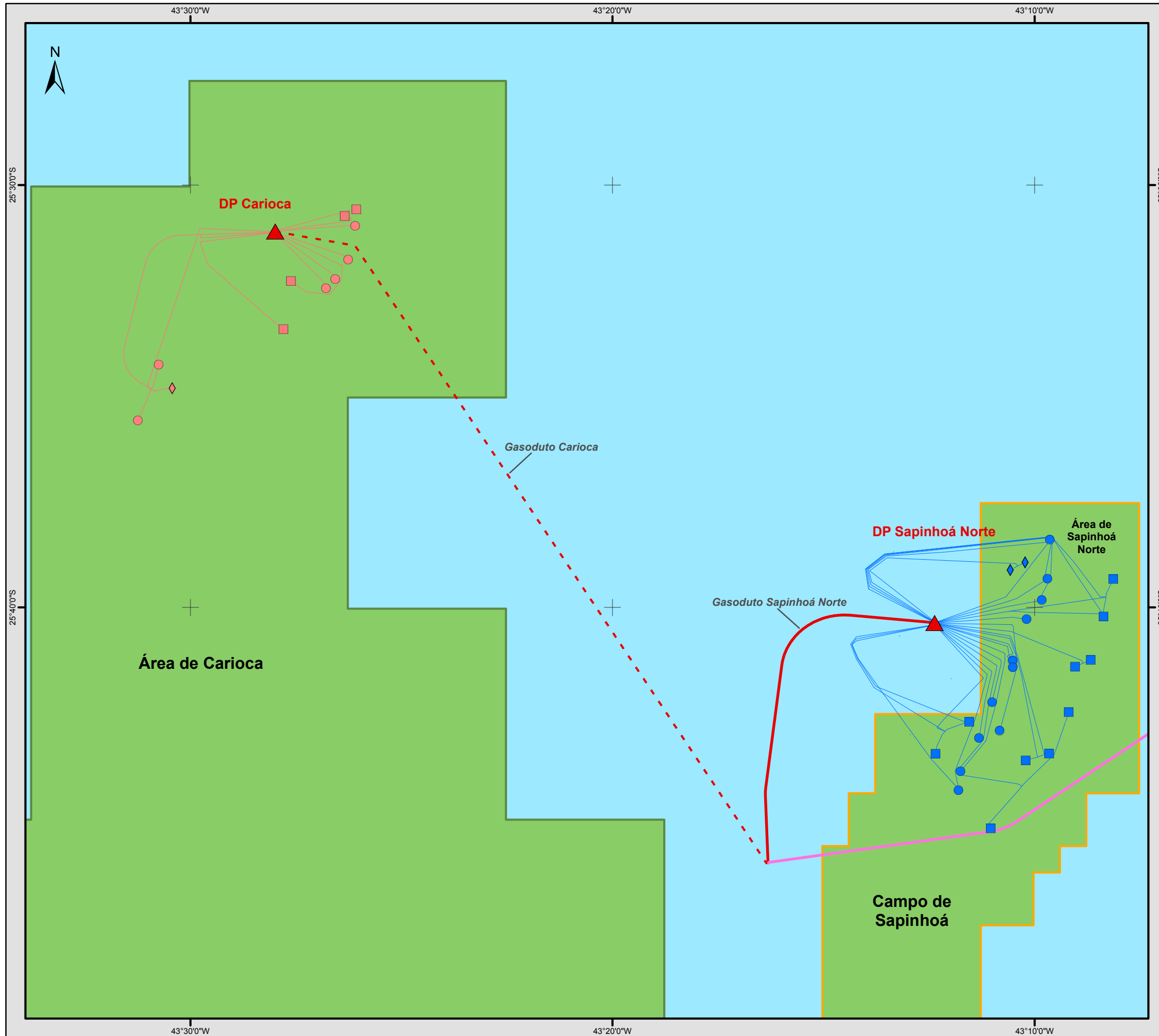


**EIA DA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 2**

**LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS NA ÁREA DE FRANCO**

Data:	Figura:	Escala:	Rev.
Outubro/2013	II.2.1.5-2	1:140.000	0





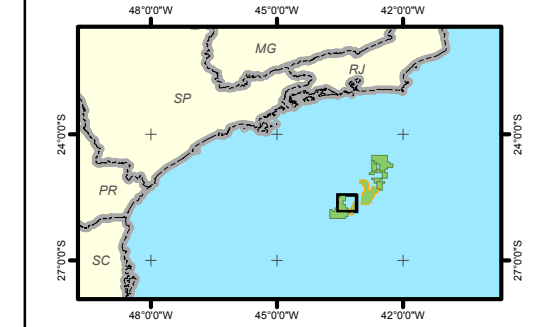
**Legenda Temática**

- Poços por Empreendimento**
- DP de Carioca*
- Produtor
  - Injetor de água e gás
  - ◆ Injetor de água
- DP de Sapinhoá Norte*
- Produtor
  - Injetor de água e gás
  - ◆ Injetor de água
- Linhas de Produção/Injeção por Empreendimento**
- DP de Carioca
  - DP de Sapinhoá Norte

**Convenções do Mapa**

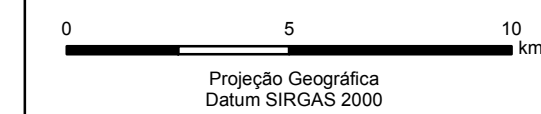
- Unidades de Produção (FPSOs)**
- ▲ Desenvolvimento de Produção (DP)
- Gasodutos - Etapa 2**
- ⋯ Flexível
  - Rígido
- Gasoduto Licenciado/Em Licenciamento**
- Lula NE - Lula
- Blocos de Exploração - Etapa 2**
- Blocos de Exploração - Etapa 2
  - Campos de Produção - Etapa 2

**Localização Geral**



**Referências utilizadas:**

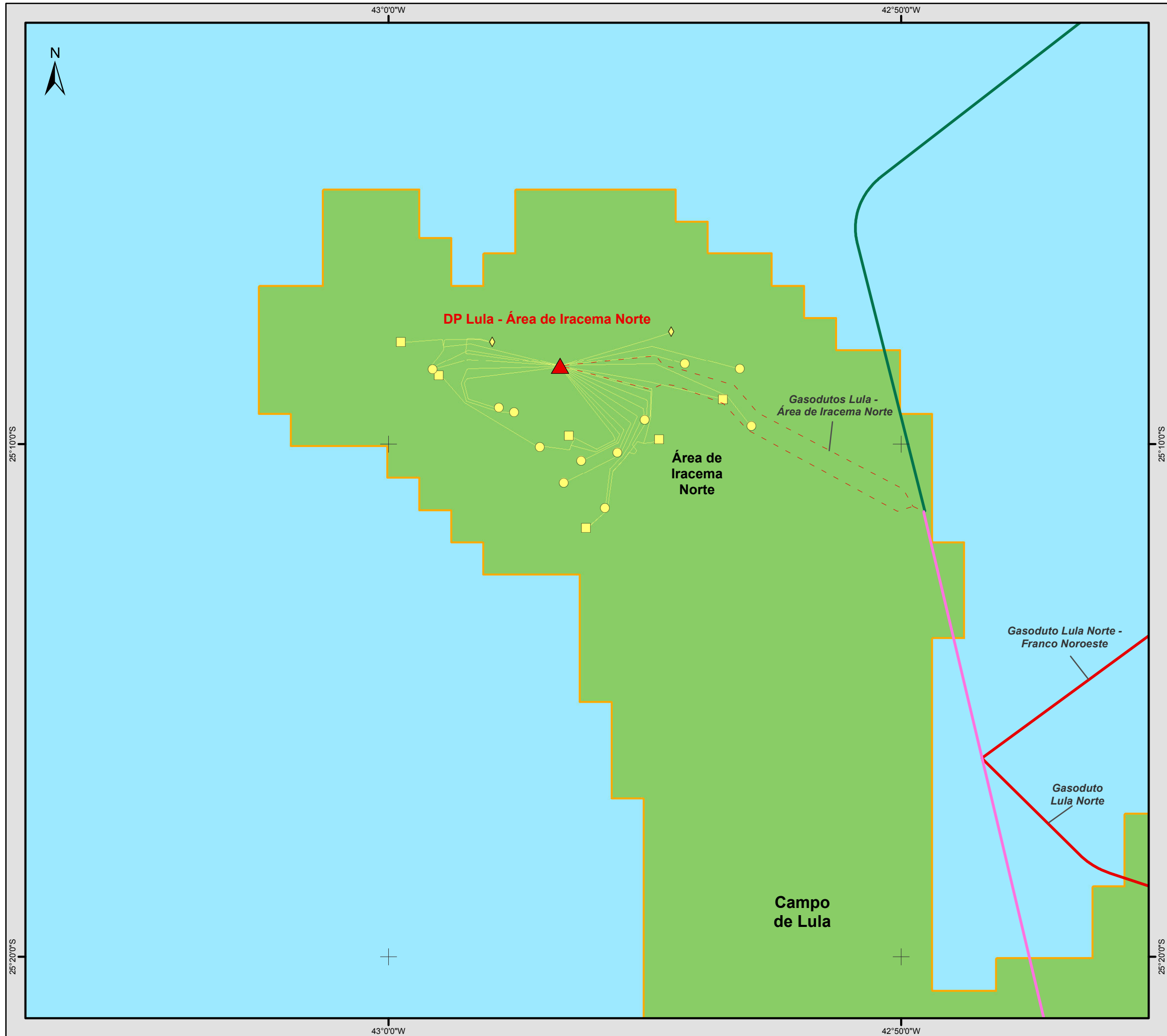
- Localização dos poços, gasodutos e FPSOs cedidas pela Petrobras;
- Blocos de Exploração e Campos de Produção (ANP, 2012).



**EIA DA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 2**

**LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS NA ÁREA DE CARIOCA E NO CAMPO DE SAPIHOÁ**

Data:	Figura:	Escala:	Rev.
Outubro/2013	II.2.1.5-3	1:170.000	0



**Legenda Temática**

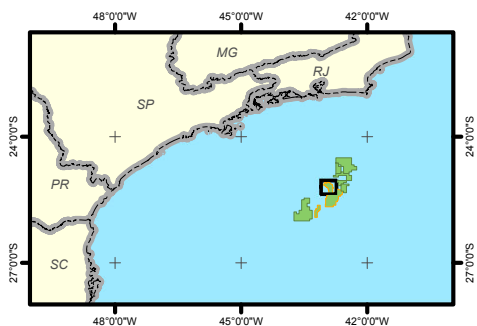
- Poços por Empreendimento**
- DP de Lula Área de Iracema Norte
  - Produtor
  - Injetor de água e gás
  - ◆ Injetor de água

- Linhas de Produção/Injeção por Empreendimento**
- DP de Lula Área Iracema Norte

**Convenções do Mapa**

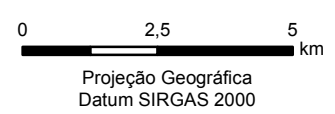
- Gasodutos - Etapa 2**
- Flexível
  - Rígido
- Gasodutos Licenciados/Em Licenciamento**
- Lula NE - Lula
  - Rota 2
- Campos de Produção - Etapa 2**
- 

**Localização Geral**



**Referências utilizadas:**

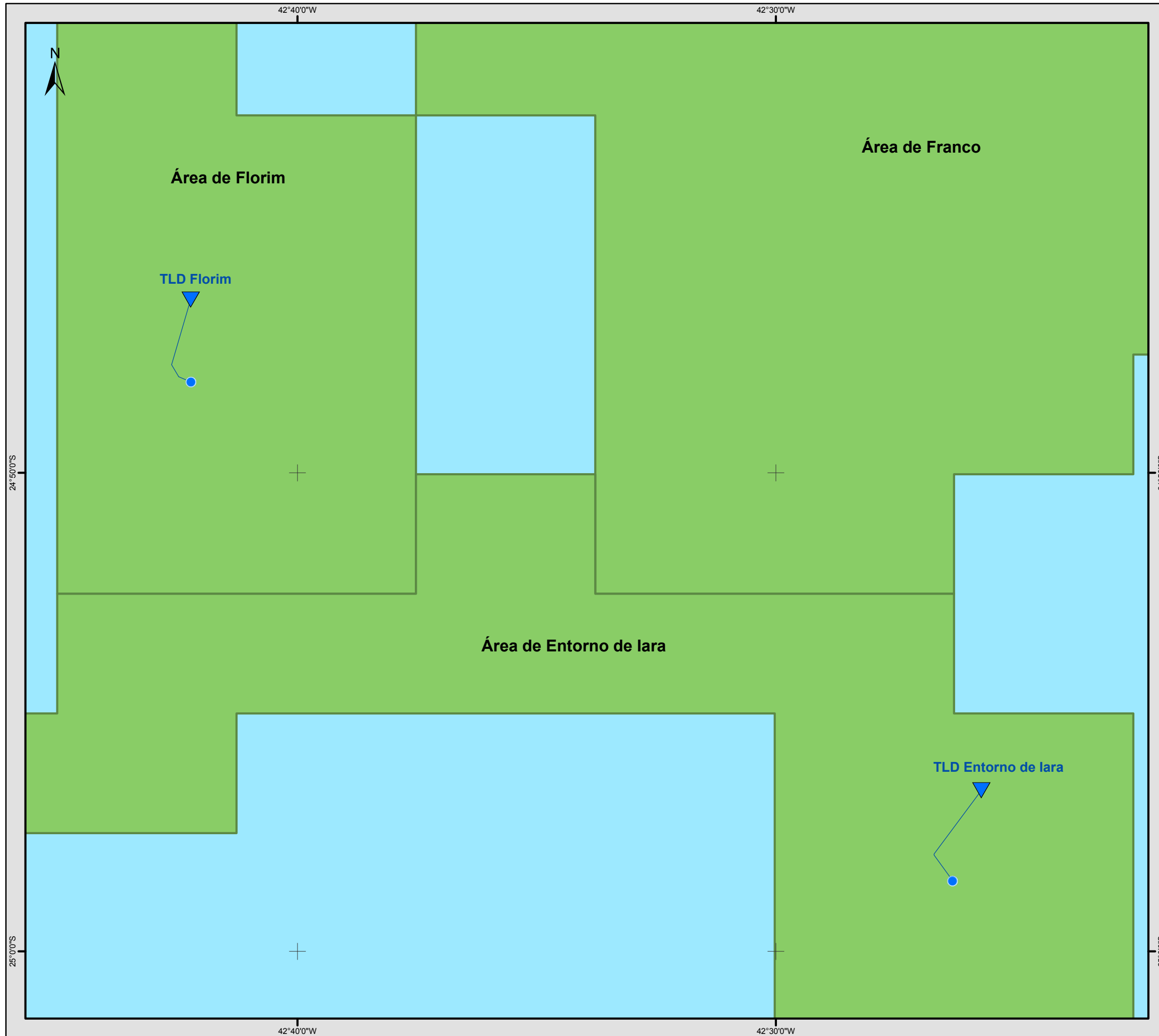
- Localização dos poços, gasodutos e FPSOs cedidas pela Petrobras;
- Blocos de Exploração e Campos de Produção (ANP, 2012).



**EIA DA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 2**

**LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS NO CAMPO DE LULA ÁREA DE IRACEMA NORTE**

Data:	Figura:	Escala:	Rev.
Outubro/2013	II.2.1.5-4	1:140.000	0



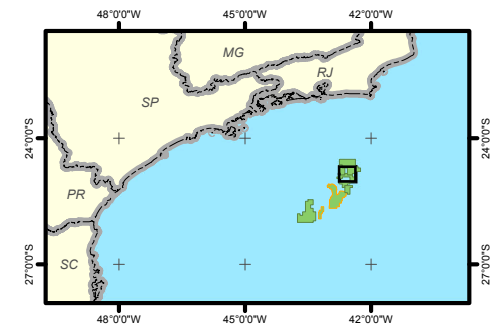
**Legenda Temática**

- Poços por Empreendimento**
- TLD de Florim
  - TLD de Entorno de Iara
  - Produtor
  - Produtor
- Linhas de Produção por Empreendimento**
- TLDs de Florim e de Entorno de Iara

**Convenções do Mapa**

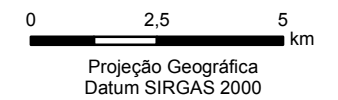
- Unidades de Produção (FPSOs)**
- ▼ Teste de Longa Duração (TLD)
  - Blocos de Exploração - Etapa 2

**Localização Geral**



**Referências utilizadas:**

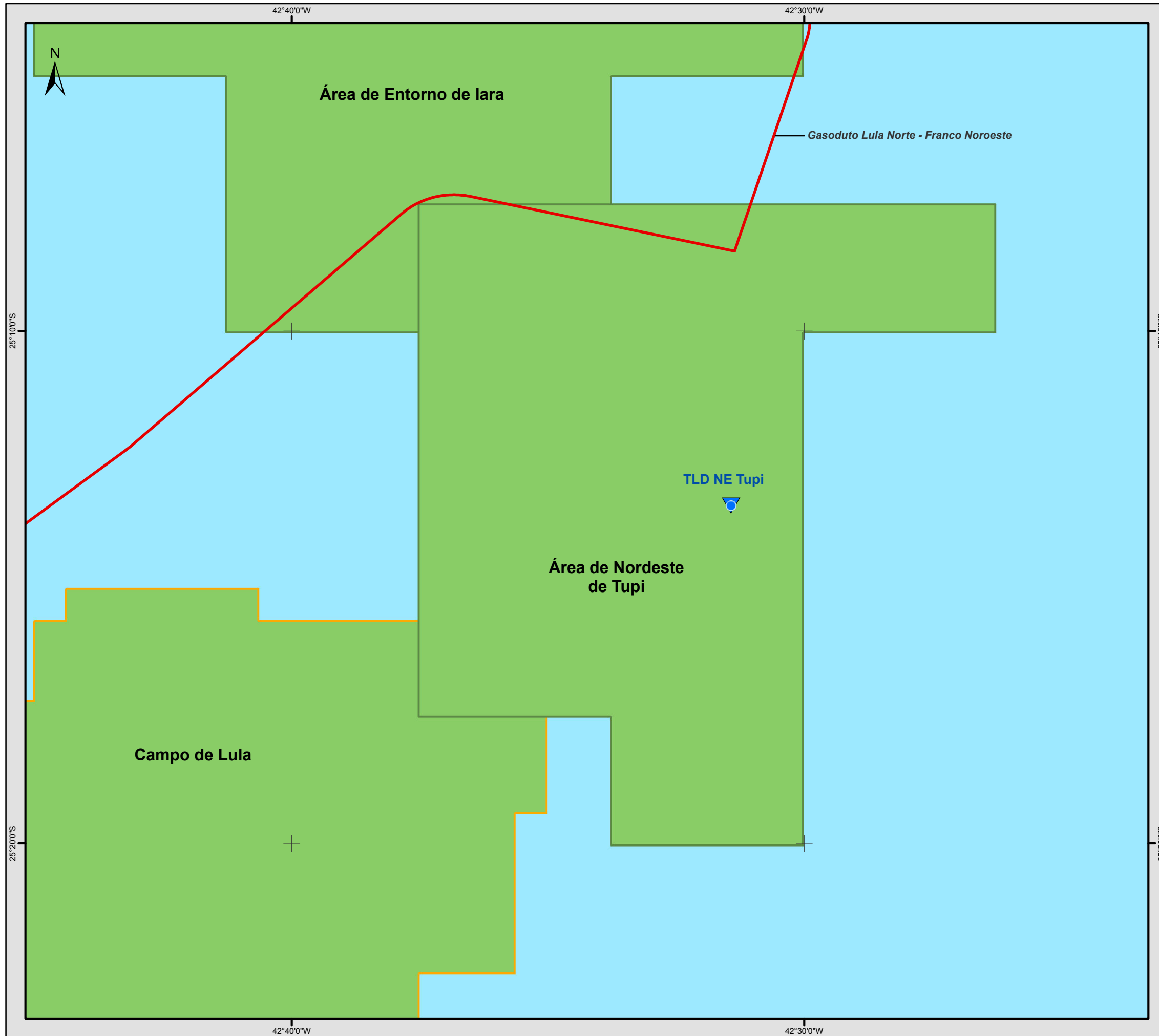
- Localização dos poços, gasodutos e FPSOs cedidas pela Petrobras;
- Blocos de Exploração e Campos de Produção (ANP, 2012).



**EIA DA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 2**

**LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS NAS ÁREAS DE FLORIM E DE ENTORNO DE IARA**

Data:	Figura:	Escala:	Rev.
Outubro/2013	II.2.1.5-5	1:150.000	0



**Legenda Temática**

**Poços por Empreendimento**

TLD de Nordeste de Tupi

- Produtor

**Convenções do Mapa**

**Unidades de Produção (FPSOs)**

- ▼ Teste de Longa Duração (TLD)

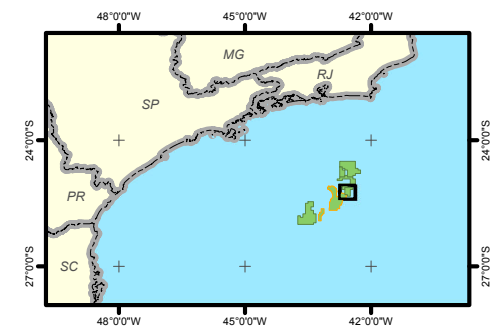
**Gasodutos - Etapa 2**

- Rígido

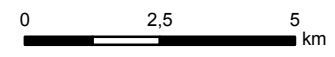
■ Blocos de Exploração - Etapa 2

■ Campos de Produção - Etapa 2

**Localização Geral**



Referências utilizadas:  
 - Localização dos poços, gasodutos e FPSOs cedidas pela Petrobras;  
 - Blocos de Exploração e Campos de Produção (ANP, 2012).



Projeção Geográfica  
 Datum SIRGAS 2000



**EIA DA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 2**

**LOCALIZAÇÃO DO POÇO NA ÁREA DE NORDESTE DE TUPI**

Data:	Figura:	Escala:	Rev.
Outubro/2013	II.2.1.5-6	1:140.000	0



### II.2.1.5.1 - Poços dos Empreendimentos - SPA

O SPA será realizado em apenas um poço com duração prevista de seis (6) meses. A **Tabela II.2.1.5.1-1** apresenta as características do poço do SPA Lula Oeste.

**Tabela II.2.1.5.1-1 - Características do poço do SPA de Lula Oeste - Bloco BM-S-11 (Campo de Lula).**

Poço	Coordenadas UTM (Sirgas 2000) – Fuso 23		Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
	Leste	Norte				Inicial (m)	Final (m)		
Lula Oeste (3-RJS-677A)	709.479	7.183.516	I	36	30	2177	2238	0	Surgência Natural ou gás lift contínuo
			II	26	20	2238	3322	0	
			III	14 ¾	14 ¾	3322	5035	0	
			IV	8 ½	7	5035	5498	0	

### II.2.1.5.2 - Poços dos Empreendimentos - TLDs

Os TLDs também serão realizados em apenas um poço com duração da atividade prevista entre quatro (4) e seis (6) meses. A **Tabela II.2.1.5.2-1** e a **Tabela II.2.1.5.2-6** apresentam as características dos poços dos TLDs do Etapa 2.

**Tabela II.2.1.5.2-1 - Características do poço do TLD de NE de Tupi - Bloco Cessão Onerosa (Área de NE de Tupi).**

Poço	Coordenadas UTM (Sirgas 2000) – Fuso 23		Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
	Leste	Norte				Inicial (m)	Final (m)		
NE Tupi (1-RJS-691A)	749.472	7.208.014	I	36	30	2131	2237	0°	Surgência Natural
			II	26	20	2237	3342	1,26°	
			III	14 ¾	10 ¾	3342	4961	0,03°	
			IV	8 ½	7	4961	5271	1,46°	

**Tabela II.2.1.5.2-2 - Características do poço do TLD Franco NW - Bloco Cessão Onerosa (Área de Franco).**

Poço	Coordenadas UTM (Sirgas 2000) – Fuso 23		Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
	Leste	Norte				Inicial (m)	Final (m)		
Franco NW (RJS 688)	748.968	7.279.461	I	42	42	1863	1894	0	Surgência Natural
			II	36	30	1894	1974	0	
			III	26	20	1974	2870	0,09	
			IV	17 ½	13 3/8 + 13 5/8	2870	4010	0	
			V	12 ¼ x 14 ¾	10 ¾	4010	5488	0,03	
			VI	8 ½	7	5488	6000	1,46	

**Tabela II.2.1.5.2-3 - Características do poço do TLD Franco SW - Bloco Cessão Onerosa (Área de Franco).**

Poço	Coordenadas UTM (Sirgas 2000) – Fuso 23		Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
	Leste	Norte				Inicial (m)	Final (m)		
3-RJS-699	755.192	7.256.413	I	36	30	2024	2146	0	Surgência Natural
			II	26	20	2146	2996	0,45	
			III	17 ½	13 3/8 + 13 5/8	2996	4000	0	
			IV	12 ¼ x 14 ¾	13 3/8	4000	5440	0	
			V	8 ½	7	5440	6175	0	

**Tabela II.2.1.5.2-4 - Características do poço do TLD Franco Leste - Bloco Cessão Onerosa (Área de Franco).**

Poço	Coordenadas UTM (Sirgas 2000) – Fuso 23		Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
	Leste	Norte				Inicial (m)	Final (m)		
Franco Leste (FL-P1)	759.639	7.271.899	I	28 x 42	36	1972	1977	0	Surgência Natural
			II	28	22"	1977	3100	0	
			III	18 1/8 x 22	18"	3100	4240	0	
			IV	16 ½	14" + 13 3/8"	4240	5515	0	
			V	12 ¼	9 5/8" + 10 ¾"	5515	5881	0	

**Tabela II.2.1.5.2-5 - Características do poço do TLD do Entorno de Iara - Bloco Cessão Onerosa (Área do Entorno de Iara).**

Poço	Coordenadas UTM (Sirgas 2000) – Fuso 23		Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
	Leste	Norte				Inicial (m)	Final (m)		
Entorno de Iara (1-RJS-711)	758.595	7.235.321	I	36	30	2024	2146	0	Surgência Natural
			II	26	20	2146	2996	0	
			III	17 ½	13 3/8 + 13 5/8	2996	4000	0	
			IV	12 ¼ x 14 ¾	13 3/8	4000	5440	0	
			V	8 ½	7	5440	6175	0	

**Tabela II.2.1.5.2-6 - Características do poço do TLD Florim - Bloco Cessão Onerosa (Área de Florim).**

Poço	Coordenadas UTM (Sirgas 2000) – Fuso 23		Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
	Leste	Norte				Inicial (m)	Final (m)		
Florim (1-RJS-704)	732.119	7.255.056	I	36	30	2013	2082	0	Surgência Natural
			II	26	20	2082	3110	0	
			III	17 ½	13 3/8 + 14	3110	4609	0	
			IV	12 ¼ x 14 ¾	9 5/8 + 10 ¾	4609	5304	0	
			V	8 ½	7	5304	6200	0	

### II.2.1.5.3 - Poços dos Empreendimentos - DPs

#### II.2.1.5.3.1 - DP de Sapinhoá Norte

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Sapinhoá Norte será composto por 23 poços interligados ao FPSO, dentre produtores e injetores de água e gás, sendo:

- 11 poços produtores;
- 10 poços injetores de água e gás (*Water Alternate Gas - WAG*);
- 02 poços injetores de água.



A **Tabela II.2.1.5.3.1-1** e a **Tabela II.2.1.5.3.1-2** apresentam as características gerais e a localização dos poços.

**Tabela II.2.1.5.3.1-1** - Características gerais dos poços do DP de Sapinhoá Norte - Bloco BM-S-9 (Campo de Sapinhoá - Área de Sapinhoá Norte).

Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
				Inicial (m)	Final (m)		
Produtor, Injetor de gás ou injetor WAG	I	42/36	36/30	2.142	2.252	0	Surgência Natural
	II	28/26	22"/20	2.252	3.274	0	
	III	18 1/8 x 22	18	3274	3.750	22	
	IV	14 3/4 x 17 1/2	13 3/8 + 13 5/8 + 14 x 10 3/4 x 9 5/8	3.750	5.455	32	
	V	12 1/4	9 5/8	5.455	5.700	32	

**Tabela II.2.1.5.3.1-2** - Localização Preliminar dos poços do DP de Sapinhoá Norte.

DP	Poço	Tipo de Poço	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Sapinhoá Norte	SPS-069	Produtor	683.111	7.157.652
	P10-N		682.274	7.155.836
	P11-N		680.980	7.152.820
	P12-N		684.540	7.161.198
	P13-N		680.886	7.152.002
	P14-N		682.556	7.154.588
	P15-N		683.685	7.159.438
	P16-N		684.656	7.162.911
	P17-N		683.110	7.157.356
	P23-N		684.304	7.160.280
	P27-N	681.730	7.154.280	
	9-SPS-095	Injetor de água e gás (WAG)	685.582	7.157.336
	I2-N		684.503	7.153.555
	I3-N		686.740	7.159.522
	I10-N		682.137	7.150.319
	I11-N		681.350	7.154.986
	I12-N		685.298	7.155.357
	I15-N		683.571	7.153.261
	I17-N		686.210	7.157.630
	I18-N		687.150	7.161.160
I19-N	680.001	7.153.611		
I14-N	Injetor de água	683.661	7.161.922	
I16-N		683.064	7.161.610	

## II.2.1.5.3.2 - DP de Carioca

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Carioca 1 será composto por 11 poços, sendo:

- 06 poços produtores;
- 04 poços injetores de água e gás (*Water Alternate Gas - WAG*);
- 01 poço injetor de água.

A **Tabela II.2.1.5.3.2-1** e a **Tabela II.2.1.5.3.2-2** apresentam as características gerais e a localização dos poços.

**Tabela II.2.1.5.3.2-1 - Características gerais dos poços do DP de Carioca - Bloco BM-S-9 (Área de Carioca)**

Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
				Inicial (m)	Final (m)		
Produtor, Injetor de gás ou injetor WAG	I	26 + HO 36 ou 36'	30	2183	2267	0	Surgência/ GLC
	II	26	20	2267	3061	0	
	III	12 ¼	10 ¾	3061	5406	20	
	IV	8 ½	Liner Furado 7	5403	5730	20	

**Tabela II.2.1.5.3.2-2 - Localização Preliminar dos poços do DP de Carioca**

DP	Poço	Tipo	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Carioca 1	P-NE-01	Produtor	657.268	7.176.981
	P-NE-02		656.081	7.174.281
	P-NE-03		656.454	7.174.663
	SPS-074		656.982	7.175.513
	P-SO-01		648.552	7.168.574
	P-SO-02		649.405	7.171.006
	I-NE-01	Injetor de água e gás (WAG)	654.701	7.174.595
	I-NE-02		654.376	7.172.497
	I-NE-03		657.332	7.177.705
	I-NE-04		656.867	7.177.433
I-SPS-050	Injetor de água	649.933	7.169.967	

### II.2.1.5.3.3 - DP de Lula Alto

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Lula Alto será composto por 22 poços, sendo:

- 11 poços produtores;
- 08 poços injetores de água e gás (WAG);
- 03 poços injetores de água.

A **Tabela II.2.1.5.3.3-1** e a **Tabela II.2.1.5.3.3-2** apresentam as características gerais e a localização dos poços.

**Tabela II.2.1.5.3.3-1 - Características gerais dos poços do DP de Lula Alto - Bloco BM-S-11 (Campo de Lula).**

Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
				Inicial (m)	Final (m)		
Produtor, Injetor de gás ou Injetor WAG	I	36	30	2160	2236	0	Surgência e <i>gas lift</i> contínuo
	II	26	20	2236	3200	0	
	III	17 ½	14+13 ⅝+ 13 ⅜	3200	5266	0 a 50	
	IV	12 ¼	10 ¾+9 ⅝	5266	5607	50	

**Tabela II.2.1.5.3.3-2 - Localização Preliminar dos poços do DP de Lula Alto.**

DP	Poço	Tipo	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Lula Alto	LA-I9R	Injetor de água	727.005	7.185.702
	LA-I10R		720.515	7.183.761
	LA-I11R		725.733	7.185.924
	LA-I2	Injetor de água e gás (WAG)	723.122	7.185.495
	LA-I3		723.687	7.187.037
	LA-I4		725.621	7.181.307
	LA-I7		729.080	7.182.604
	LA-I8		730.152	7.183.328
	LA-I5		727.063	7.180.676
	8-LL-005		727.226	7.179.898
LA-DG1	727.221	7.186.223		

DP	Poço	Tipo	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Lula Alto	LA-P1	Produtor	726.272	7.181.210
	LA-P2		726.741	7.181.293
	LA-P3		725.740	7.185.587
	LA-P4		728.962	7.184.131
	LA-P5		729.341	7.181.281
	LA-P6		722.513	7.183.730
	LL-12		723.112	7.183.432
	LA-P8		725.294	7.186.105
	LA-P9		725.495	7.186.785
	LA-P10		722.874	7.182.323
	LNE-P6		730.485	7.184.880

#### II.2.1.5.3.4 - DP de Lula Central

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Lula Central será composto por 23 poços, sendo:

- 11 poços produtores;
- 09 poços injetores de água e gás (WAG);
- 03 poços injetores de água;

A **Tabela II.2.1.5.3.4-1** e a **Tabela II.2.1.5.3.4-2** apresentam as características gerais e a localização dos poços.

**Tabela II.2.1.5.3.4-1- Características gerais dos poços do DP de Lula Central - Bloco BM-S-11 (Campo de Lula).**

Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
				Inicial (m)	Final (m)		
Produtor, Injetor de gás ou Injetor WAG	I	36	30	2160	2236	0	Surgência Natural
	II	26	20	2236	2800	0	
	III	17 ½	13 3/8 - 13 5/8 - 14	2800	3200	0	
	IV	14 ¾	10 ¾	3200	5571	0	
	V	12 ¼	9 5/8	5571	5941	0	

**Tabela II.2.1.5.3.4-2 - Localização Preliminar dos poços do DP de Lula Central.**

DP	Poço	Tipo	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Lula Central	LC-I2	Injetor de gás e água (WAG)	719.557	7.179.980
	LC-I3		720.988	7.182.091
	LC-I4		720.333	7.181.135
	LC-I5		721.271	7.176.729
	LC-I6		726.971	7.176.572
	LC-I7		725.986	7.172.500
	LC-I8		723.157	7.176.172
	LC-I10R		723.067	7.181.447
	LC-DG1		723.120	7.180.724
	LC-I12	Injetor de água	716.742	7.177.515
	LC-I9R		722.956	7.176.579
	LC-I11R		724.060	7.171.274
	LC-P1	Produtor	719.952	7.179.301
	LC-P2		722.650	7.181.953
	LC-P3		723.919	7.180.792
	LC-P4		723.650	7.176.274
	LC-P5		726.139	7.178.765
	LC-P6		726.068	7.179.166
	LC-P7		728.276	7.178.122
	9-LL7-RJS		726.372	7.174.537
	7-LL10-RJS		722.606	7.176.635
LC-P10	726.205		7.177.981	
LC-P11R	724.723		7.172.514	

**II.2.1.5.3.5 - DP de Lula Sul**

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Lula Sul será composto por 21 poços, sendo:

- 12 poços produtores;
- 9 poços injetores de água e gás (WAG);

A **Tabela II.2.1.5.3.5-1** e a **Tabela II.2.1.5.3.5-2** apresentam as características gerais e a localização dos poços.

**Tabela II.2.1.5.3.5-1 - Características gerais dos poços do DP de Lula Sul - Bloco BM-S-11 (Campo de Lula).**

Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
				Inicial (m)	Final (m)		
Produtor, ou Injetor	I	36	9 5/8	2.258	2.345	0	Elevação natural com possibilidade de Gas Lift
	II	26		2.345	3.245	0	
	III	17 ½		3.245	4.747	0	
	IV	12 ¼		4.747	5.000	0	

**Tabela II.2.1.5.3.5-2- Localização Preliminar dos poços do DP de Lula Sul**

DP	Poço	Tipo	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Lula Sul	LS-12	Injetor de água e gás (WAG)	709.915	7.168.567
	LS-13		721.191	7.170.054
	LS-14		715.285	7.167.791
	LS-15		719.612	7.164.445
	LS-16		722.396	7.168.603
	LS-17		721.925	7.166.052
	LS-18R		711.244	7.171.133
	LS-19		716.295	7.164.505
	LS-DG1		722.669	7.170.487
	LS-P2	Produtor	713.277	7.170.993
	LS-P3		711.208	7.166.681
	LS-P4		717.735	7.164.106
	LS-P5		719.392	7.168.417
	LS-P6		724.439	7.168.811
	LS-P7		717.553	7.164.862
	LS-P8		722.242	7.165.667
	LS-P9		723.311	7.166.876
	LS-P10		716.750	7.168.015
	LS-P11		712.371	7.168.915
	LS-P12R		721.405	7.165.450
	RJS-680		721.612	7.164.973

### II.2.1.5.3.6 - DP de Lula Norte

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Lula Norte será composto por 22 poços, sendo:

- 11 poços produtores;
- 11 poços injetores de água e gás (WAG);

A **Tabela II.2.1.5.3.6-1** e a **Tabela II.2.1.5.3.6-2** apresentam as características gerais e a localização dos poços.

**Tabela II.2.1.5.3.6-1 - Características gerais dos poços do DP de Lula Norte - Bloco BM-S-11 (Campo de Lula).**

Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
				Inicial (m)	Final (m)		
Produtor ou Injetor	I	36	9 5/8	2.139	2.223	Vertical	Gas Lift (quando produtor)
	II	26		2.223	3.316		
	III	17 ½		3.316	5.005		
	IV	12 ¼		5.005	5.400		

**Tabela II.2.1.5.3.6-2 - Localização Preliminar dos poços do DP de Lula Norte.**

DP	Poço	Tipo	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Lula Norte	LN-P1	Produtor	730.152	7.194.077
	LN-P2		734.032	7.191.334
	LN-P3		729.819	7.198.249
	LN-P4		733.026	7.193.326
	LN-P5		735.229	7.197.063
	LN-P6		735.647	7.198.033
	LN-P7		737.034	7.191.487
	9-LL-19-RJS		738.307	7.193.705
	LN-P9		739.079	7.196.168
	LN-P10		735.014	7.195.185
	LNE-P3		730.181	7.192.670

DP	Poço	Tipo	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Lula Norte	LN-I1	Injetor de água e gás (WAG)	731.006	7.200.065
	LN-I2		729.035	7.195.723
	LN-I3		731.829	7.192.048
	LN-I4		731.478	7.194.424
	LN-I5		732.755	7.198.356
	LN-I6		734.651	7.200.157
	LN-I7		736.722	7.196.273
	LN-I8		737.787	7.197.599
	LN-I9		736.091	7.193.130
	LNE-12		727.904	7.192.986
	9-LL-21-RJS		732.312	7.199.140

#### II.2.1.5.3.7 - DP de Lula Extremo Sul

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Lula Extremo Sul será composto por 23 poços, sendo:

- 12 poços produtores;
- 11 poços injetores de água e gás (WAG);

A **Tabela II.2.1.5.3.7-1** e a **Tabela II.2.1.5.3.7-2** apresentam as características gerais e a localização dos poços.

**Tabela II.2.1.5.3.7-1 - Características gerais dos poços do DP de Lula Extremo Sul (Campo de Lula).**

Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
				Inicial (m)	Final (m)		
Produtor, Injetor de gás ou injetor WAG	I	36	30	2169	2229	0	Elevação natural com possibilidade de Gas Lift
	II	26	20	2229	3472		
	III	17 ½	14+ 13 5/8 + 13 3/8	3472	4918		
	IV	12 ¼	10 ¾ + 9 5/8	4918	5165		



**Tabela II.2.1.5.3.7-2 - Localização Preliminar poços do DP de Lula Extremo Sul.**

DP	Poço	Tipo	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Lula Extremo Sul	3-RJS-678	Produtor	709.164	7.163.321
	4-RJS-698		715.997	7.155.450
	LES-P2		710.385	7.164.890
	LES-P3		719.438	7.161.388
	LES-P5		716.148	7.162.924
	LES-P6		720.481	7.162.748
	LES-P7		718.196	7.160.375
	LES-P8		717.907	7.159.454
	LES-P9		717.616	7.158.155
	LES-P10		713.703	7.158.732
	LES-P11		715.379	7.162.290
	LES-P4R	712.753	7.163.817	
	LES-DG1	Injetor de água e gás (WAG)	707.870	7.160.459
	LES-I4		717.580	7.159.031
	LES-I5		718.404	7.161.913
	LES-I6		722.967	7.163.879
	LES-I7		719.394	7.157.907
	LES-I8		712.467	7.162.654
	LES-I9		714.755	7.156.916
	LES-I10		721.449	7.160.671
LES-I2R	716.426		7.156.551	
LES-I11R	708.174	7.162.481		
LES-I3R	708.204	7.165.278		

#### II.2.1.5.3.8 - DP de Lula Oeste

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Lula Oeste será composto por 18 poços, sendo:

- 09 poços produtores;
- 09 poços injetores de água e gás (WAG).

A **Tabela II.2.1.5.3.8-1** e a **Tabela II.2.1.5.3.8-2** apresentam as características gerais e a localização dos poços.

**Tabela II.2.1.5.3.8-1 - Características gerais dos poços do DP de Lula Oeste - Bloco BM-S-11 (Campo de Lula).**

Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
				Inicial (m)	Final (m)		
Produtor, injetor ou injetor WAG	I	36	30	2150	2230	0	Surgência e gas lift contínuo
	II	26	20	2230	3200	0	
	III	17 ½	14+13 ⅝+13 ⅜	3200	5200	0 a 35	
	IV	12 ¼	10 ¾+9 ⅝	5200	5600	35	

**Tabela II.2.1.5.3.8-2 - Localização Preliminar dos poços do DP de Lula Oeste.**

DP	Poço	Tipo	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Lula Oeste	3-RJS-677	Produtor	709.479	7.183.516
	LO-P1		711.498	7.187.445
	LO-P2		710.487	7.186.174
	LO-P3		709.812	7.184.872
	LO-P4		708.027	7.184.230
	LO-P5		707.555	7.178.912
	LO-P6		707.153	7.178.075
	LO-P7		707.000	7.176.438
	LO-P8		709.563	7.177.741
	LO-I1	Injetor de água e gás (WAG)	711.292	7.186.599
	LO-I2		709.129	7.186.205
	LO-I3		708.837	7.185.048
	LO-I4		708.632	7.183.478
	LO-I5		706.266	7.178.691
	LO-I6		706.597	7.177.112
	LO-I7		706.034	7.175.100
	LO-I8		708.515	7.176.293
	LO-I9		709.534	7.178.624

#### II.2.1.5.3.9 - DP de Lula - Área de Iracema Norte

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Iracema Norte será composto por 20 poços, sendo:

- 10 poços produtores (sendo 3 reservas);

- 06 poços injetores de água e gás (WAG);
- 02 poços injetores de água (sendo 1 reserva);
- 02 poços conversíveis (produtores ou injetores de água ou WAG).

A **Tabela II.2.1.5.3.9-1** e a **Tabela II.2.1.5.3.9-2** apresentam as características gerais e a localização dos poços.

**Tabela II.2.1.5.3.9-1** - Características gerais dos poços do DP de Lula Área de Iracema Norte - Bloco BM-S-11 (Campo de Lula - Área de Iracema).

Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
				Inicial (m)	Final (m)		
Produtor, Injetor de Água ou WAG	I	26" + HO 36 ou 36	30	2281	2345	0	Surgência/GLC
	II	26	20	2345	3511		
	III	17 ½	13 3/4 x 13 5/8 x 14	3511	5010		
	IV	12 ¼	9 5/8	5010	5263		

**Tabela II.2.1.5.3.9-2** - Localização Preliminar dos poços do DP de Lula - Área de Iracema Norte.

DP	Poço	Tipo	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Lula Área de Iracema Norte	P-IN01	Produtor	708.632	7.212.694
	P-IN02		709.984	7.215.857
	P-IN03		713.479	7.215.580
	9-LL-06-RJS(P-IN05)		705.209	7.216.358
	P-IN06		707.879	7.214.410
	P-IN09		709.068	7.214.688
	P-IN10		705.705	7.216.192
	P-IN11		703.060	7.217.771
	P-IN12		713.132	7.217.641
	3-RJS-675A		711.335	7.217.860
	P-IN04	Conversível	707.293	7.213.629
	IW-IN02		706.530	7.214.919

DP	Poço	Tipo	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Lula Área de Iracema Norte	IW-IN01	Injetor de água e gás (WAG)	710.448	7.215.137
	IW-IN06		708.003	7.211.983
	IW-IN09		712.561	7.216.550
	IW-IN10		707.495	7.215.308
	IW-IN11		702.029	7.218.777
	IW-IN12		703.257	7.217.551
	IW-IN03	Injetor de água	710.902	7.219.017
	IW-IN05		705.030	7.218.730

#### II.2.1.5.3.10 - DP de Franco 1

O DP de Franco 1 terá 25 poços interligados ao FPSO, sendo:

- 13 poços produtores;
- 11 poços injetores de água e gás (WAG);
- 01 poço injetor de gás e CO<sub>2</sub>.

A **Tabela II.2.1.5.3.10-1** e a **Tabela II.2.1.5.3.10-2** mostram a localização e lâmina d'água previstas de todos os poços.

**Tabela II.2.1.5.3.10-1 - Características gerais dos poços do DP de Franco 1 - Cessão Onerosa (Área de Franco).**

Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
				Inicial (m)	Final (m)		
Produtor, Injetor de gás ou Injetor WAG	I	28x42	36	2023	2132	0	Gas lift (quando produtor)
	II	28	22	2132	2948		
	III	18 1/8 x 22	18	2948	3258		
	IV	14 3/4 x 17 1/2	14 x 13 5/8 x 13 3/8	3258	5575		
	V	12 1/4	10 3/4 x 9 5/8	5575	6374		
Injetor para descarte de gás	I	28x42	36	1968	2077	36	Injetor de gás e CO <sub>2</sub>
	II	28	22	2077	2993		
	III	18 1/8 x 22	18	2993	3313		
	IV	14 3/4 x 17 1/2	14 x 13 5/8 x 13 3/8	3313	5755		
	V	12 1/4	10 3/4 x 9 5/8	5755	6291		

**Tabela II.2.1.5.3.10-2 - Localização Preliminar dos poços do DP de Franco 1**

DP	Poço	Tipo	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Franco 1	P-RJS-708	Produtor	755.089	7.270.198
	P-AGA-002		754.380	7.270.685
	P-AGA-003 (I-AGA-003)		754.970	7.271.350
	P-AGA-004		755.740	7.269.100
	P-AGA-005		755.790	7.271.570
	P-AGA-006		756.350	7.272.740
	P-AGA-007		755.010	7.272.470
	P-AGA-008		754.480	7.273.150
	P-AGA-009		753.870	7.273.685
	P-AGA-010		753.380	7.270.910
	P-AGA-011R		754.650	7.268.520
	P-AGA-012R		756.030	7.269.820
	P-AGA-013		755.740	7.275.200
	IG-AGA-001		Injetor de gás e CO <sub>2</sub>	753.611
	IG-AGA-002 (I-AGA-002)	Injetor de água e gás (WAG)	754.200	7.274.900
	IG-AGA-003 (I-AGA-013)		755.910	7.276.280
	I-AGA-004		754.320	7.271.840
	I-AGA-005		753.500	7.269.600
	I-AGA-006		756.040	7.274.240
	I-AGA-007		755.190	7.274.700
I-AGA-008	756.920		7.270.320	
I-AGA-009	757.025		7.273.550	
I-AGA-011R	754.150		7.269.230	
I-AGA-012R	756.970		7.269.130	
I-RJS-709		757.040	7.271.600	

O FPSO possui flexibilidades que permitem que os poços interligados inicialmente como produtores sejam convertidos posteriormente para injetores. O poço produtor P-AGA-003 será convertido em injetor WAG (I-AGA-003) após 2 anos de produção.

O poço IG-AGA-002 inicialmente utilizado como poço de injeção de gás e CO<sub>2</sub> passa a ser injetor WAG (I-AGA-002) e o poço IG-AGA-01 o substitui, ou o poço I-AGA-013, o substitui como poço IG-AGA-003.

#### II.2.1.5.3.11 - DP de Franco NW

O projeto de Desenvolvimento de Produção de Franco NW será composto por até 27 poços:

- 14 poços produtores (sendo 2 reservas);
- 12 injetores de água e gás (WAG) (sendo 2 reservas);
- 01 poço injetor de gás.

A **Tabela II.2.1.5.3.11-1** apresenta as características gerais dos poços e a **Tabela II.2.1.5.3.11-2** mostra a localização e lâmina d'água previstas de todos os poços.

**Tabela II.2.1.5.3.11-1 - Características gerais dos poços do DP de Franco NW - Cessão Onerosa (Área de Franco).**

Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
				Inicial (m)	Final (m)		
Produtor, Injetor de gás ou Injetor WAG	I	28x42	36	1949	2011	0	Gas lift (quando produtor)
	II	28	22	2011	2460	0	
	III	18 ½ x 22	18	2460	3402	0	
	IV	14 ¾ x 17 ½	14 x 13 ⅝ x 13 ⅜	3402	4444	0	
	V	12 ¼	10 ¾ x 9 ⅝	4444	5946	0	

**Tabela II.2.1.5.3.11-2 - Localização Preliminar dos poços do DP de Franco NW**

DP	Poço	Tipo	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Franco NW	P-FR2-01	Produtor	749.390	7.275.550
	P-FR2-02		749.670	7.276.430
	P-FR2-03		750.660	7.276.310
	P-FR2-04		749.300	7.276.840
	P-FR2-05		750.350	7.277.510
	P-FR2-06		749.500	7.277.770
	P-FR2-07		750.351	7.275.646
	P-FR2-08		749.207	7.275.438
	P-FR2-09		747.910	7.280.170
	P-FR2-10		749.430	7.277.200
	P-FR2-11		744.350	7.274.175
	P-FR2-13C		740.626	7.273.501
	ADR		750.459	7.275.360
	P-FR2-12C	750.426	7.280.699	
	I-FR2-01	Injetor de água e gás (WAG)	750.460	7.275.360
	I-FR2-02		751.490	7.275.860
	I-FR2-03		751.120	7.276.810
	I-FR2-04		749.323	7.276.159
	I-FR2-05		749.880	7.277.000
	I-FR2-06		749.560	7.277.600
	I-FR2-07		750.320	7.278.260
	I-FR2-08		749.527	7.278.744
	I-FR2-09		749.404	7.279.449
I-FR2-12	749.426		7.282.101	
I-FR2-10	749.670		7.274.447	
I-FR2-11	743.413	7.274.321		
IG-FR2-1	Injetor de gás	746.426	7.282.701	

**II.2.1.5.3.12 - DP de Franco Sul**

O projeto de Desenvolvimento de Produção de Franco Sul consiste de 26 poços, sendo:

- 12 poços produtores (sendo 3 reservas);
- 12 injetores de água e gás (WAG) (sendo 3 reservas);
- 02 poços injetores de gás (sendo 1 reserva).

A Tabela II.2.1.5.3.12-1 apresenta as características gerais dos poços e a Tabela II.2.1.5.3.12-2 mostra a localização e lâmina d'água previstas de todos os poços.

**Tabela II.2.1.5.3.12-1 - Características gerais dos poços do DP de Franco Sul - Cessão Onerosa (Área de Franco).**

Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
				Inicial (m)	Final (m)		
Franco Sul	I	36	30	2067	2149	0	Gas lift (quando produtor)
	II	26	20	2149	2950		
	III	17 1/2	13 5/8 x 13 3/8	2950	3950		
	IV	14 3/4 x 17 1/2	13 5/8	3950	5464		
	V	8 1/2"	7"	5464	5982		

**Tabela II.2.1.5.3.12-2 - Localização Preliminar dos poços do DP de Franco Sul.**

DP	Poço	Tipo	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Franco Sul	P-FR-SUL-1	Produtor	754.800	7.267.000
	P-FR-SUL-2		754.850	7.265.300
	P-FR-SUL-3		755.050	7.263.850
	P-FR-SUL-4		756.050	7.264.800
	P-FR-SUL-5		756.300	7.265.800
	P-FR-SUL-6		756.650	7.266.650
DP de Franco Sul	P-FR-SUL-7	Produtor	757.050	7.268.150
	P-FR-SUL-8		755.400	7.268.500
	P-FR-SUL-9		755.450	7.267.400
	P-FR-SUL-10		755.240	7.266.300
	P-FR-SUL-11		756.930	7.267.400
	P-FR-SUL-12		755.300	7.264.830



DP	Poço	Tipo	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Franco Sul	I-FR-SUL-1	Injetor de água e gás (WAG)	757.050	7.269.450
	I-FR-SUL-2		757.750	7.268.950
	I-FR-SUL-3		757.550	7.265.800
	I-FR-SUL-4		757.350	7.264.500
	I-FR-SUL-5		754.100	7.265.850
	I-FR-SUL-6		755.500	7.265.700
	I-FR-SUL-7		756.500	7.268.400
	I-FR-SUL-8		754.100	7.267.300
	I-FR-SUL-9		757.200	7.266.360
	I-FR-SUL-10		756.950	7.265.300
	I-FR-SUL-11		756.300	7.264.150
	I-FR-SUL-12		754.482	7.267.911
	IG-FR-SUL-1	Injetor de gás	754.150	7.264.400
	IG-FR-SUL-2		754.100	7.263.400

#### II.2.1.5.3.13 - DP de Franco SW

O projeto de Desenvolvimento de Produção de Franco SW consiste de 22 poços, a saber:

- 11 poços produtores;
- 10 injetores de água e gás (WAG);
- 01 poço injetore de gás.

A **Tabela II.2.1.5.3.13-1** apresenta as características gerais dos poços e a **Tabela II.2.1.5.3.13-2** mostra a localização e lâmina d'água previstas de todos os poços.

**Tabela II.2.1.5.3.13-1 - Características gerais dos poços do DP de Franco SW - Cessão Onerosa (Área de Franco).**

Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
				Inicial (m)	Final (m)		
Franco SW	I	28 x 42	36	2032	2110	Vertical	Gas lift (quando produtor)
	II	28	22	2110	3026		
	III	18 1/8 x 22	18	3026	3596		
	IV	17 1/2	14 x13 5/8 x 13 3/8	3596	5422		
	V	12 1/4	10 3/4 x 9 5/8	5422	5979		

**Tabela II.2.1.5.3.13-2 - Localização Preliminar e lâmina d'água dos poços do DP de Franco SW.**

DP	Poço	Tipo	Coordenadas Sirgas 2000	
			Leste	Norte
DP de Franco SW	P-FR-SW-1	Produtores	756.981	7.261.165
	P-FR-SW-2		755.626	7.257.701
	P-FR-SW-3		755.026	7.256.701
	P-FR-SW-4		754.226	7.255.301
	P-FR-SW-5		758.884	7.258.347
	P-FR-SW-6		759.226	7.259.301
	P-FR-SW-7		760.826	7.262.301
	P-FR-SW-8		757.026	7.261.701
	P-FR-SW-9		753.926	7.261.701
	P-FR-SW-10		752.408	7.253.683
	P-FR-SW-11		764.726	7.261.101
	I-FR-SW-1	Injetores de água e gás (WAG)	756.007	7.261.884
	I-FR-SW-2		756.826	7.257.301
	I-FR-SW-3		758.640	7.262.311
	I-FR-SW-4		752.926	7.260.101
	I-FR-SW-5		755.826	7.255.301
	I-FR-SW-6		753.826	7.253.101
	I-FR-SW-7		752.426	7.256.101
	I-FR-SW-8		752.626	7.258.101
	I-FR-SW-9		760.826	7.260.501
	I-FR-SW-10		765.526	7.259.901
IG-FR-SW-1	Injetor de Gás	764.426	7.262.301	

### II.2.1.6 - Contribuição da Atividade para o Setor Industrial Petrolífero

De acordo com a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a produção nacional de petróleo em 2012 foi de 119.941.168 m<sup>3</sup> (754.409 mil barris), o que corresponde a 328.606 m<sup>3</sup>/dia (2.067 mil barris de petróleo por dia - bpd). A produção nacional de gás natural no mesmo período foi de 25.832.245 mil m<sup>3</sup>, o que representa em média 70.773 mil m<sup>3</sup>/dia de gás natural<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Fonte: ANP (2013). Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=17019&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1372563023986>>

A produção de petróleo da PETROBRAS no Brasil em 2012 foi de 1.980 mil bpd e 59.618 mil m<sup>3</sup>/d de gás natural<sup>3</sup>.

Considerando-se a produção média dos empreendimentos do Projeto Etapa 2, as novas atividades contribuirão para um acréscimo na produção de 742 mil bpd e 36.000 mil m<sup>3</sup>/d de gás natural, o que corresponde, respectivamente, a aproximadamente 36% da produção atual de petróleo e 51% da produção atual de gás natural no Brasil. A produção de petróleo do Etapa 2 acima mencionada corresponde apenas à produção dos DPs, que são as atividades de longo prazo.

A **Tabela II.2.1.6-1** apresenta a produção de todos os empreendimentos do Projeto Etapa 2 e a **Figura II.2.1.6-1** mostra graficamente a produção de petróleo e gás natural dos DPs. Os valores apresentados representam a média de produção ao longo de todo o período da atividade.

**Tabela II.2.1.6-1 - Produção média dos empreendimentos do Etapa 2.**

Produção Empreendimentos Etapa 2	Produção de Petróleo		Produção de Gás Natural (mil m <sup>3</sup> /dia)
	m <sup>3</sup> /dia	bpd	
SPA Lula Oeste	1.750	11.007	Não se aplica
TLD de NE de Tupi	2.424	15.247	
TLD de Franco NW	2.455	15.442	
TLD de Franco SW	2.320	14.592	
TLD de Franco Leste	2.320	14.592	
TLD do Entorno de Iara	2.320	14.592	
TLD de Florim	2.320	14.592	
DP Sapinhoá Norte	11.115	69.909	
DP Carioca	3.782	23.791	3.348
DP Lula Alto	11.044	69.464	4.183
DP Lula Central	11.022	69.324	3.667
DP Lula Sul	12.709	79.940	4.560
DP Lula Norte	8.384	52.735	871
DP Lula Extremo Sul	12.011	75.546	4.527
DP de Lula Oeste	6.094	38.330	941
DP Lula Area Iracema Norte	7.753	48.762	2.471
DP Franco 1	8.255	51.924	2.435
DP Franco NW	8.632	54.292	2.203

<sup>3</sup> Fonte: Relatório de Atividades PETROBRAS, 2012.

Produção Empreendimentos Etapa 2	Produção de Petróleo		Produção de Gás Natural (mil m <sup>3</sup> /dia)
	m <sup>3</sup> /dia	bpd	
DP Franco Sul	8.682	54.611	2.218
DP Franco SW	8.643	54.363	2.205
<b>Produção Total TLDs - Etapa 2</b>	<b>15.909</b>	<b>100.065</b>	<b>Não se aplica</b>
<b>Produção Total DPs - Etapa 2</b>	<b>118.126</b>	<b>742.991</b>	<b>36.119</b>
<b>PRODUÇÃO TOTAL ETAPA 2</b>	<b>134.035</b>	<b>843.056</b>	<b>36.119</b>

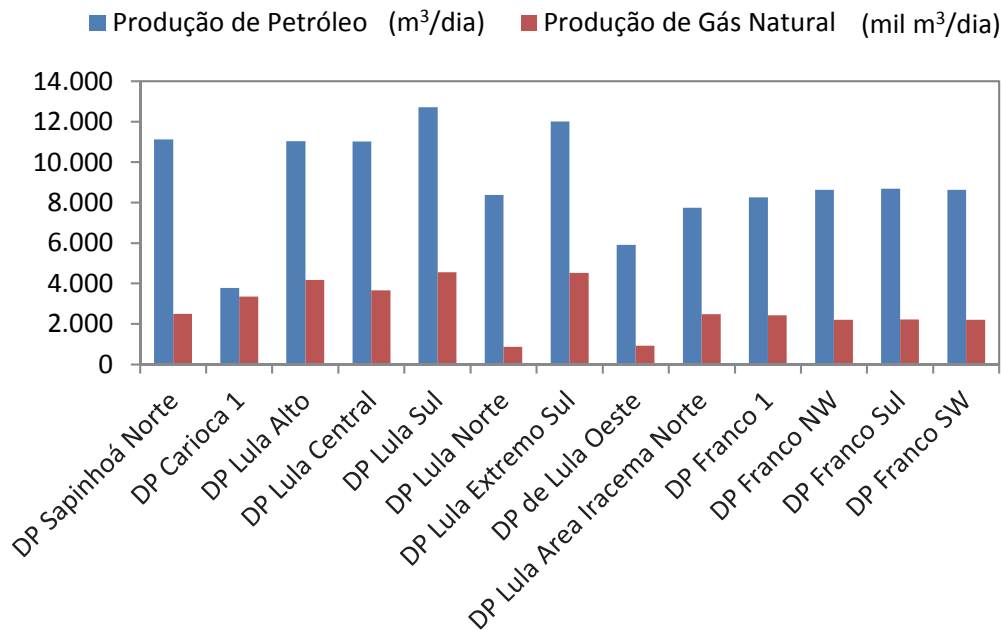


Figura II.2.1.6-1 - Produção média de petróleo e gás natural dos DPs do Etapa 2.

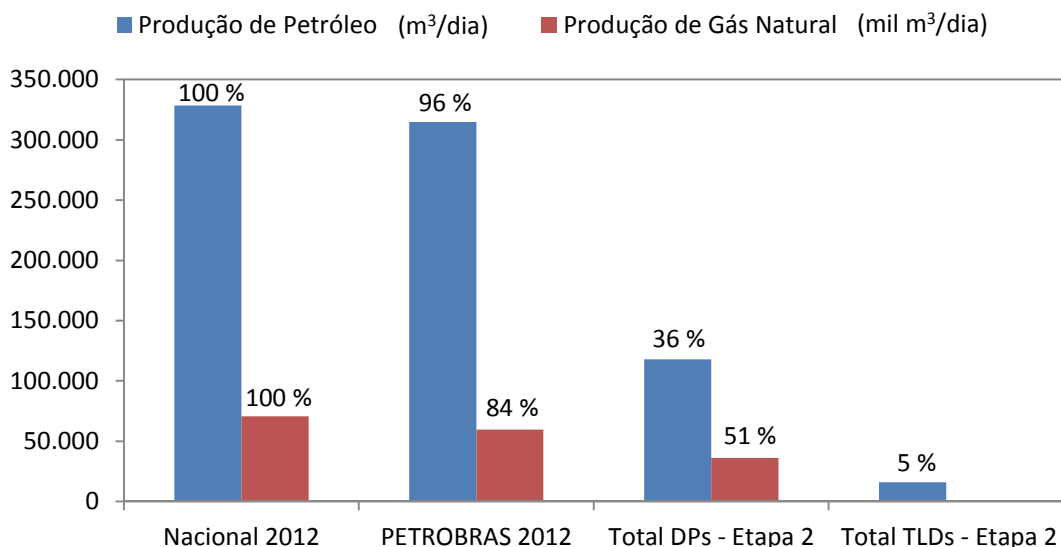
A Tabela II.2.1.6-2 e a Figura II.2.1.6-2 relacionam a produção de petróleo e gás natural da PETROBRAS e do Etapa 2 com a produção nacional em 2012.

Tabela II.2.1.6-2 - Produção PETROBRAS e Projeto ETAPA 2 em relação à produção nacional.

Produção	Produção de Petróleo		Produção Petróleo em relação à Produção Nacional (%)	Produção de Gás Natural (mil m <sup>3</sup> /dia)	Produção Gás Natural em relação à Produção Nacional (%)
	m <sup>3</sup> /dia	bpd			
Nacional (2012)*	328.606	2.066.873	100	70.773	100
PETROBRAS (2012)**	314.794	1.980.000	95,8	59.618	84,2
<b>Produção Total TLDs - Etapa 2</b>	15.909	100.065	5	-	-
<b>Produção Total DPs - Etapa 2</b>	117.942	741.831	36	36.090	51
<b>TOTAL ETAPA 2</b>	133.851	841.896	41	36.090	51

Produção	Produção de Petróleo		Produção Petróleo em relação à Produção Nacional (%)	Produção de Gás Natural (mil m <sup>3</sup> /dia)	Produção Gás Natural em relação à Produção Nacional (%)
	m <sup>3</sup> /dia	bpd			
<b>Empreendimentos Etapa 2 Estratificados</b>					
SPA Lula Oeste	1.750	11.007	0,5		
TLD de NE de Tupi	2.424	15.247	0,7		
TLD de Franco NW	2.455	15.442	0,7		
TLD de Franco SW	2.320	14.592	0,7	Não se aplica	Não se aplica
TLD de Franco Leste	2.320	14.592	0,7		
TLD do Entorno de Iara	2.320	14.592	0,7		
TLD de Florim	2.320	14.592	0,7		
DP Sapinhoá Norte	11.115	69.909	3,4	2.490	3,5
DP Carioca	3.782	23.791	1,2	3.348	4,7
DP Lula Alto	11.044	69.464	3,4	4.183	5,9
DP Lula Central	11.022	69.324	3,4	3.667	5,2
DP Lula Sul	12.709	79.940	3,9	4.560	6,4
DP Lula Norte	8.384	52.735	2,6	871	1,2
DP Lula Extremo Sul	12.011	75.546	3,7	4.527	6,4
DP de Lula Oeste	5.910	37.170	1,8	913	1,3
DP Lula Area Iracema Norte	7.753	48.762	2,4	2.471	3,5
DP Franco 1	8.255	51.924	2,5	2.435	3,4
DP Franco NW	8.632	54.292	2,6	2.203	3,1
DP Franco Sul	8.682	54.611	2,6	2.218	3,1
DP Franco SW	8.643	54.363	2,6	2.205	3,1

\*Fonte: ANP (2013). Ano base da produção: 2012; \*\* PETROBRAS - Relatório de Atividades (2012)



**Figura II.2.1.6-2 - Produção média de petróleo e gás natural da PETROBRAS (2012) e do Projeto Etapa 2 em relação à produção nacional em 2012.**

---

### **II.2.1.7 - Cronograma Preliminar**

O cronograma previsto das atividades de SPA e TLDs, contemplando as etapas de implantação, operação e desativação, encontra-se na **Tabela II.2.1.7-1**. O desenvolvimento das atividades dos DPs apresenta-se nos cronogramas da **Tabela II.2.1.7-2** e da **Tabela II.2.1.7-6**.



Tabela II.2.1.7-2 – Cronograma previsto para os DPs – Sapinhoá Norte, Lula-Área de Iracema Norte e Lula Alto

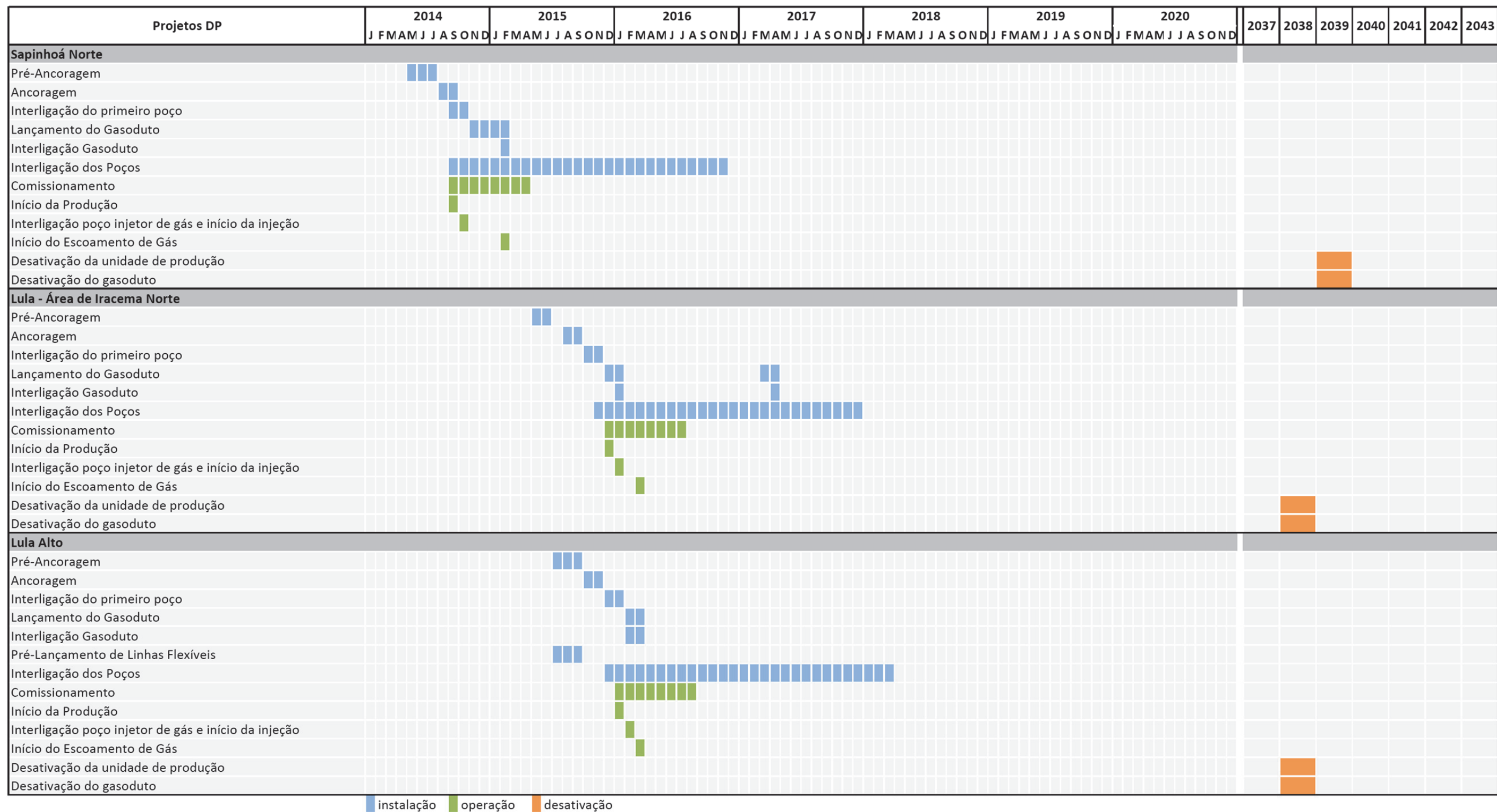




Tabela II.2.1.7-3 – Cronograma previsto para os DPs – Lula Central, Lula Sul e Franco 1

Projetos DP	2014			2015			2016			2017			2018			2019			2020			2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043							
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S								O	N	D	J	F	M	A
<b>Lula Central</b>																																			
Pré-Ancoragem																																			
Ancoragem																																			
Interligação do primeiro poço																																			
Lançamento do Gasoduto																																			
Interligação Gasoduto																																			
Pré-Lançamento de Linhas Flexíveis																																			
Interligação dos Poços																																			
Comissionamento																																			
Início da Produção																																			
Interligação poço injetor de gás e início da injeção																																			
Início do Escoamento de Gás																																			
Desativação da unidade de produção																																			
Desativação do gasoduto																																			
<b>Lula Sul</b>																																			
Pré-Ancoragem																																			
Ancoragem																																			
Interligação do primeiro poço																																			
Lançamento do Gasoduto																																			
Interligação Gasoduto																																			
Interligação dos Poços																																			
Comissionamento																																			
Início da Produção																																			
Interligação poço injetor de gás e início da injeção																																			
Início do Escoamento de Gás																																			
Desativação da unidade de produção																																			
Desativação do gasoduto																																			
<b>Franco 1</b>																																			
Pré-Ancoragem																																			
Ancoragem																																			
Interligação do primeiro poço																																			
Lançamento do Gasoduto																																			
Interligação Gasoduto																																			
Pré-Lançamento de Linhas Flexíveis																																			
Interligação dos Poços																																			
Comissionamento																																			
Início da Produção																																			
Interligação poço injetor de gás e início da injeção																																			
Início do Escoamento de Gás																																			
Desativação da unidade de produção																																			
Desativação do gasoduto																																			

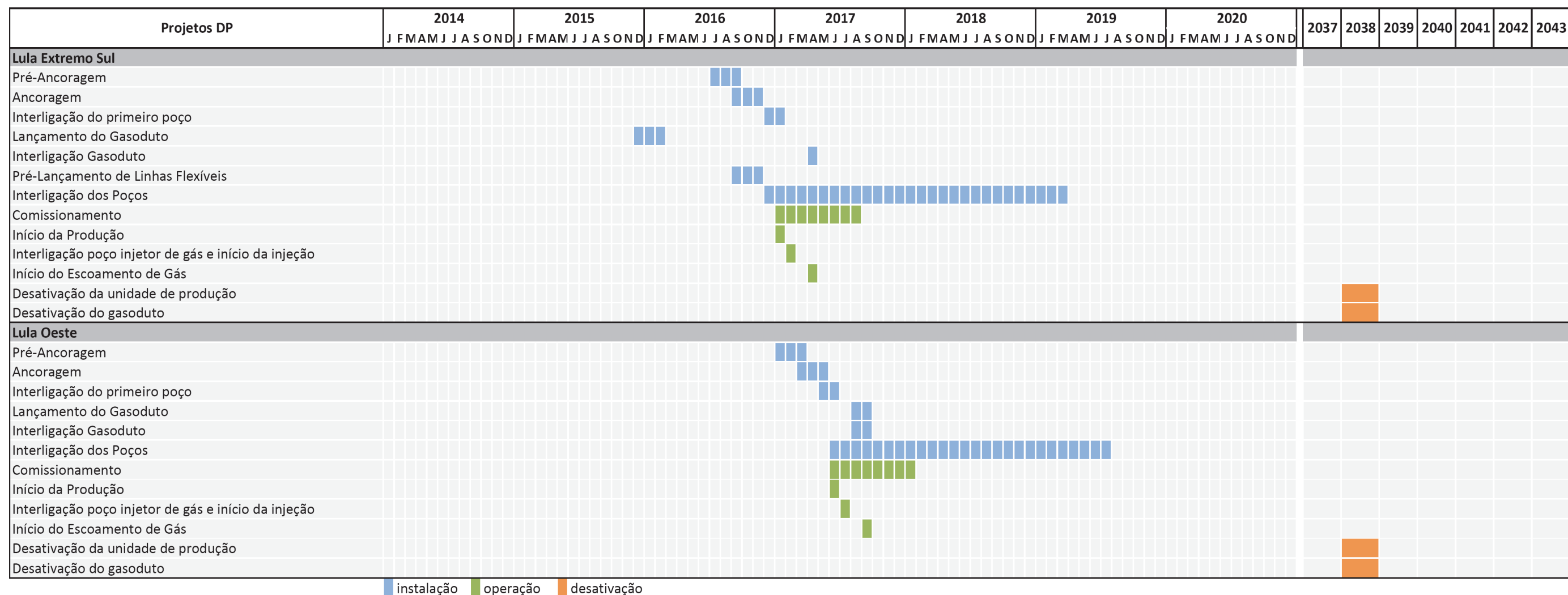
■ instalação ■ operação ■ desativação

**Tabela II.2.1.7-4 – Cronograma previsto para os DPs – Carioca, Lula Norte e Franco SW**

Projetos DP	2014			2015			2016			2017			2018			2019			2020			2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
	J	F	M	J	F	M	J	F	M	J	F	M	J	F	M	J	F	M	J	F	M							
<b>Carioca</b>																												
Pré-Ancoragem																												
Ancoragem																												
Interligação do primeiro poço																												
Lançamento do Gasoduto																												
Interligação Gasoduto																												
Interligação dos Poços																												
Comissionamento																												
Início da Produção																												
Interligação poço injetor de gás e início da injeção																												
Início do Escoamento de Gás																												
Desativação da unidade de produção																												
Desativação do gasoduto																												
<b>Lula Norte</b>																												
Pré-Ancoragem																												
Ancoragem																												
Interligação do primeiro poço																												
Lançamento do Gasoduto																												
Interligação Gasoduto																												
Interligação dos Poços																												
Comissionamento																												
Início da Produção																												
Interligação poço injetor de gás e início da injeção																												
Início do Escoamento de Gás																												
Desativação da unidade de produção																												
Desativação do gasoduto																												
<b>Franco SW</b>																												
Pré-Ancoragem																												
Ancoragem																												
Interligação do primeiro poço																												
Lançamento do Gasoduto																												
Interligação Gasoduto																												
Pré-Lançamento de Linhas Flexíveis																												
Interligação dos Poços																												
Comissionamento																												
Início da Produção																												
Interligação poço injetor de gás e início da injeção																												
Início do Escoamento de Gás																												
Desativação da unidade de produção																												
Desativação do gasoduto																												

■ instalação ■ operação ■ desativação

**Tabela II.2.1.7-5 – Cronograma previsto para os DPs – Lula Extremo Sul e Lula Oeste**



**Tabela II.2.1.7-6 – Cronograma previsto para os DPs – Franco Sul e Franco NW**

Projetos DP	2014			2015			2016			2017			2018			2019			2020			2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043							
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S								O	N	D	J	F	M	A
<b>Franco Sul</b>																																			
Pré-Ancoragem																																			
Ancoragem																																			
Interligação do primeiro poço																																			
Lançamento do Gasoduto																																			
Interligação Gasoduto																																			
Pré-Lançamento de Linhas Flexíveis																																			
Interligação dos Poços																																			
Comissionamento																																			
Início da Produção																																			
Interligação poço injetor de gás e início da injeção																																			
Início do Escoamento de Gás																																			
Desativação da unidade de produção																																			
Desativação do gasoduto																																			
<b>Franco NW</b>																																			
Pré-Ancoragem																																			
Ancoragem																																			
Interligação do primeiro poço																																			
Lançamento do Gasoduto																																			
Interligação Gasoduto																																			
Interligação dos Poços																																			
Comissionamento																																			
Início da Produção																																			
Interligação poço injetor de gás e início da injeção																																			
Início do Escoamento de Gás																																			
Desativação da unidade de produção																																			
Desativação do gasoduto																																			

■ instalação ■ operação ■ desativação



## **II.2.2 - Histórico**

### **II.2.2.1 - Histórico das Atividades Realizadas nos Blocos/Campos**

#### **II.2.2.1.1 - Bloco BM-S-9 (Campo de Sapinhoá e Área de Carioca)**

As primeiras atividades exploratórias realizadas pela PETROBRAS no Bloco BM-S-9 foram iniciadas na década de 1970, com aquisição de 572 km de sísmica de duas dimensões (2D), em que a organização das amostras é realizada por um conjunto de traços sísmicos, com uma dimensão espacial e uma dimensão temporal. Em 2001, a PETROBRAS (45%), a BG (30%) e a REPSOL (25%) formaram um consórcio que assinou contrato de concessão do Bloco BM-S-9 junto à ANP, com a determinação de que a PETROBRAS fosse a operadora desse consórcio.

Entre 2001 e 2002, o consórcio adquiriu dados sísmicos de 3.765 km<sup>2</sup> da área do Bloco BM-S-9, obtidos através de dados geofísicos especulativos realizados pela empresa Veritas DGC do Brasil Ltda.

No período de março a julho de 2008, a Área de Guará, atualmente denominada Campo de Sapinhoá, foi descoberta através do poço 1-SPS-55, que apresentou reservatórios carbonáticos em toda seção dos andares Alagoas e Jiquiá, e uma coluna de hidrocarboneto de aproximadamente 130 m, levando a proposição para a ANP de um plano de avaliação de descoberta.

Após análises geológicas e geofísicas da área inicial do Bloco BM-S-9, foram retidas duas áreas em separado: Área de Carioca e Área de Guará. A primeira, com 1.620 km<sup>2</sup>, congrega os altos estruturais delineados pela baseada sequência evaporítica (Formação Ariri) de Carioca, Abaré Oeste e Complexo Iguaçu. Essa área foi avaliada pelo poço 1-SPS-50 - Carioca, perfurado de abril a setembro de 2007, que teve como principal objetivo testar a presença de hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos do Membro Guaratiba, nos andares Alagoas (Formação Barra Velha) e Jiquiá (Formação Itapema).

Como objetivos secundários, esse poço pretendia investigar a presença de reservatórios com hidrocarbonetos na seção inferior do Membro Guaratiba (Formação Piçarras) e o embasamento vulcânico. O poço confirmou a presença de reservatórios carbonáticos no andar Alagoas com hidrocarbonetos de óleo de

28°API. A descoberta propiciou a requisição de um Plano de Avaliação pelo consórcio junto à ANP, que reteve toda a área de 1.620 km<sup>2</sup>, correspondendo a 43% da área original do Bloco BM-S-9. Já com relação ao andar de Jiquiá, a verificação da presença de água na seção de reservatório a ser explorada fez com que fosse cancelada a perfuração dos demais poços previstos para o local. Em cumprimento a esse Plano, foi perfurado o poço firme 4-SPS-60 de janeiro a maio de 2009.

A segunda área exploratória do Bloco BM-S-9 (Área de Guará) retida pelo Consórcio encontra-se sobre o alto de Guará, uma estrutura em meio-gráben também delineada pela base da sequência evaporítica (Formação Ariri), situada na porção Leste do Bloco, cuja área é de aproximadamente 260 km<sup>2</sup>. Essa área foi avaliada pelo poço 1-SPS-55, no período de março a agosto de 2008, com os mesmos objetivos do poço 1-SPS-50: testar a presença de hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos do Membro Guaratiba, nos andares Alagoas (Formação Barra Velha) e Jiquiá (Formação Itapema). Foram encontrados reservatórios carbonáticos em toda a seção dos andares Alagoas e Jiquiá e uma coluna de hidrocarboneto de aproximadamente 150 m de extensão.

Os resultados obtidos pela amostragem do fluido nessa coluna indicaram óleo na faixa de 28°API a 30°API e levaram a proposição de outro Plano de Avaliação à ANP, solicitando a retenção de uma área de 260 km<sup>2</sup>, correspondente a cerca de 7% da área original do Bloco BM-S-9.

O segundo poço na área, o 4-SPS-60 (a 24 km a Sul do pioneiro) teve como objetivo investigar um destes já citados altos estruturais isolados, bem como avaliar um possível contato óleo-água único para estas estruturas. O poço constatou que a estrutura investigada (chamada informalmente de Alto de Iguaçu) está saturada em hidrocarbonetos até seu próprio fechamento (-4.890 m). Este resultado, aliado aos resultados exploratórios no bloco BM-S-22, ao Sul, praticamente invalidaram a hipótese de um contato óleo-água único para todas as estruturas.

Posteriormente, foi perfurado o poço 4-SPS-66C (alto de Abaré Oeste) na porção Sudoeste da área em avaliação, a fim de testar outro alto estrutural isolado. Em cumprimento a compromisso assumido junto à ANP, este poço

atingiu a seção do *Rift* Inferior, constatando rochas não reservatório (ricas em talco - estevensita) da Formação Piçarras.

Este poço 4-SPS-66C, a exemplo dos demais, comprovou a presença de reservatórios microbiais na seção SAG Superior (Formação Barra Velha). Foi constatado um contato óleo-água a -5174 m, muito próximo ao fechamento estrutural deste alto. Contudo, uma peculiaridade foi observada: a coluna de hidrocarboneto mostrou-se rica em CO<sub>2</sub>. Esta coluna constatada pode ser dividida em duas fases, uma, de -5.087 m a -5.138 m, com 79% de CO<sub>2</sub> na fração molar do gás, óleo de 30° API e RGO de 600 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> e outra, de -5.138 m a -5.174 m, com 51% de CO<sub>2</sub> na fração molar do gás, óleo de 14° API e RGO de 130 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. Estes elevados teores de CO<sub>2</sub> observados no poço 4-BRSA-723-SPS demonstram a complexidade da área em avaliação.

Um quarto poço, o 3-SPS-74 (Carioca NE, a nove quilômetros a nordeste do descobridor) foi perfurado com o intuito de testar a continuidade de boas fácies sedimentares na porção nordeste do alto estrutural avaliado pelo poço descobridor. Este poço encontra-se estruturalmente acima do poço descobridor e apresenta condições permoporosas superiores a este, segundo o modelo geológico assumido. Este poço apresentou fácies reservatório em toda Seção SAG (Superior e Inferior). Foi constatado um contato óleo-água a -5.378 m, abaixo do inferido até então através da análise de dados de pressão do poço pioneiro.

O poço revelou uma coluna de hidrocarboneto de densidade variável, apresentando óleo de 24° API no topo da coluna e 12° na base. O teste de formação realizado neste poço indicou boa produtividade (IP de 100 m<sup>3</sup>/d/(kgf/cm<sup>2</sup>)), óleo de 22,5°API, RGO de 198 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> com 42% de CO<sub>2</sub> na fração molar, confirmando características similares às do óleo amostrado no poço pioneiro (1-SPS-50), inclusive a alta temperatura de início do aparecimento de cristais de parafina. A presença de parafina é desfavorável à exploração de petróleo e, assim, quanto maior a temperatura de aparecimento de cristais de parafina, mais favorável será a exploração.

Neste poço foi realizado um Teste de Longa Duração, no FPWSO *Dynamic Producer*, no período de outubro de 2011 a janeiro de 2012, com produção média de 20 mil bpd.



Um quinto poço (4-SPS-81A) investigou e constatou acumulação de hidrocarbonetos no alto de Abaré. A exemplo do que foi constatado nos demais poços ao sul da área, esta acumulação estaria restrita ao seu fechamento estrutural (-4.912 m). Neste poço, a zona de óleo (28°API, 200 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> de RGO e 6% de CO<sub>2</sub>) foi definida no intervalo de 4.868,5 a 4.938,6 m, onde foram constatados 52,7 m de *net pay*, com saturação média de água de 30,9% e porosidade média de 6,2%. Na Seção *Rift* Superior, o intervalo de 5.045,0 a 5.068,9 m foi confirmado como portador de óleo, após análise das amostras de fluido coletadas por testador a cabo, com o contato livre entre fluidos (óleo/água) da seção *Rift* definido a 5.068,5 (-5.042,5), de acordo com os perfis de resistividade.

Com o intuito de avaliar a sela formada entre os altos investigados pelos poços 1-SPS-50 e 3-SPS-74, na estrutura de Carioca, foi perfurado o poço 3-SPS-85 (Sela Carioca). Este poço constatou piora das condições permoporosas no reservatório, o que corrobora o modelo geológico vigente em que as melhores fácies sedimentares estariam sobre os altos estruturais. Neste poço foi totalizada zona de óleo (27° API, 170 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> de RGO e 2% de CO<sub>2</sub>) definida no intervalo de 5.163,62 m a 5.289,5 m, totalizando 4,9 m de *net pay* com saturação média de água de 30% e porosidade média de 6,8%.

Com o intuito de reavaliar e confirmar as proporções da área de reservatório no entorno do 3-SPS-74, na estrutura de Carioca, foi perfurado o poço 3-SPS-100 (Carioca Norte).

Dentro do Plano de Avaliação, aprovado pela ANP em 2008, foi previsto 1 (um) Teste de Longa Duração (TLD), realizado entre dezembro de 2010 e julho de 2011. Em dezembro de 2011 foi declarada a comercialidade da Área de Guará e esta passou a se chamar Campo de Sapinhoá.

No período de dezembro de 2009 a maio de 2010 foi perfurado o poço exploratório 3-SPS-69 ao Norte do Campo de Sapinhoá.

#### II.2.2.1.2 - Bloco BM-S-11 (Campo de Lula e Área de Iracema)

As atividades exploratórias da PETROBRAS na área do BM-S-11, localizada na porção central da Bacia de Santos entre as latitudes 24° 55' / 25° 40' S e longitudes 42° 30' / 43° 03' W, se iniciaram na década de 70, com a aquisição de

572 km de sísmica 2D. Em 2000, a PETROBRAS, a BG e a Petrogal firmaram um consórcio e assinaram contrato de concessão desse Bloco junto à ANP, com a determinação de que a PETROBRAS fosse a operadora do consórcio.

Entre os anos 2001 e 2002, o consórcio adquiriu 5.230 km<sup>2</sup> de dados sísmicos da área do Bloco BM-S-11, obtidos através de levantamentos geofísicos especulativos realizados pela empresa Veritas do Brasil Ltda.

O primeiro poço perfurado no Bloco BM-S-11 foi o RJS-628, com o objetivo de testar os carbonatos da seção SAG/Alagoas da Formação Barra Velha (BVE) (Grupo Guaratiba, idade Aptiana). Concluída a perfuração em agosto de 2006, constatou-se que a seção possuía hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos de origem microbiana. O poço foi testado e produziu óleo de 28°API.

Outra zona de interesse nos carbonatos bioclásticos (coquinas) da seção Jequiá Superior foi constatada, dando início ao segundo período exploratório. Pelo fato de ambos os reservatórios situarem-se abaixo de uma espessa camada de sal, que ocorre regionalmente nesta porção da bacia, estes passaram a ser denominados reservatórios do Pré-Sal.

Para a execução das atividades da Fase de Exploração do BM-S-11, foi perfurado o poço 1-RJS-656, conhecido como Iara, na direção do litoral do estado do Rio de Janeiro, a aproximadamente 227 km da costa, em lâmina d'água em torno de 2.223 m.

O poço RJS-656, assim como o poço RJS-628, teve como objetivo testar os carbonatos da seção SAG/Alagoas da Formação Barra Velha (Grupo Guaratiba, de idade Aptiana). A avaliação através dos perfis e testes a cabo indica a presença de zona de interesse, com óleo de aproximadamente 27°API, em rochas com porosidade média de 11% e uma espessura porosa com óleo de 335 m. Os estudos realizados apontam para uma conexão entre os reservatórios da seção *Rift* (BVE300) com os da seção SAG (BVE200 e BVE100).

Os resultados obtidos nesses poços levaram à proposição, para a ANP, de um Plano de Avaliação para o poço 1-RJS-656, compreendendo uma área retida de 320,39 km<sup>2</sup>, o que corresponde a 6,1% da área original do Bloco BM-S-11.

Dentro deste Plano de Avaliação, a ANP aprovou a realização do TLD, no poço 3-RJS-646 – denominado TLD de Tupi.

No segundo semestre de 2009 foi perfurado o poço RJS-647, descobridor da Área de Iracema. Foi feito um Teste de Formação a Poço Revestido (TFR) neste poço no 1º semestre de 2010.

Em dezembro de 2010 foi declarada a comercialidade da Área de Tupi que passou a se chamar Campo de Lula, que também engloba a Área de Iracema ao norte do Campo de Lula.

#### II.2.2.1.3 - *Cessão Onerosa (Área de NE de Tupi, Franco, Entorno de Iara e Florim)*

O Bloco de Franco (Cessão Onerosa), descoberto em maio de 2010 através poço 2-ANP-1-RJS, está localizado na porção central da Bacia de Santos, em frente aos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, a cerca de 180 km da costa do município do Rio de Janeiro/RJ - Jacarepaguá, em lâmina d'água em torno de 1.894 m de profundidade.

Geologicamente, este poço está localizado sobre um alto de embasamento com direção NW, em uma trapa estrutural no nível da base do sal, fechada em todas as direções, tendo atingido a profundidade final de 6.030 m (-6.004 m) dentro das Coquinas da Formação Itapema. O poço teve como objetivo principal investigar a seção Pré-Sal nesta região da Bacia de Santos, onde se constatou a presença dos carbonatos da Formação Barra Velha a 5.415 m (- 5.389 m) portadores de óleo, com a coluna de óleo se estendendo até as Coquinas da Formação Itapema (contato óleo/água em -5.757 m).

O Projeto de Lei referente à Cessão Onerosa foi aprovado em 10 de junho de 2010 pelo Senado Federal, que autorizou a União Federal a ceder onerosamente à PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo e gás natural em determinadas áreas do Pré-Sal, limitada a produção a 5 (cinco) bilhões de barris de óleo equivalente ("Cessão de Direitos"). Em 10 de setembro de 2010 o Conselho de Administração da PETROBRAS aprovou o contrato de Cessão Onerosa, podendo, assim, exercer as atividades de pesquisa e lavra de petróleo nas áreas cedidas, mediante pagamento à União como contraprestação pela Cessão Onerosa.

O exercício das atividades na Cessão Onerosa terá a duração máxima de 40 (quarenta) anos, prorrogável por 5 (cinco) anos. Será dividido em duas fases: (a)

Fase de Exploração, que inclui as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, para determinação de sua comercialidade; e (b) Fase de Produção, que incluirá as atividades de desenvolvimento. A Fase de Exploração terá a duração máxima de 4 (quatro) anos para a execução das atividades do Programa de Exploração Obrigatório e de eventuais trabalhos adicionais, prorrogável por 2 (dois) anos.

A PETROBRAS se compromete, no Programa Exploratório Obrigatório - PEO, a executar algumas operações nas Áreas de Franco, Florim, Entorno de Iara, NE de Tupi, Sul de Guará, Sul de Tupi e Peroba, conforme contrato de Cessão Onerosa firmado em setembro de 2010, especificamente na cláusula décima que define a Fase de Exploração.

Em fevereiro de 2011 teve início a aquisição da nova sísmica 3D de alta resolução, com foco nos reservatórios do Pré-Sal.

Em julho de 2011 foi realizada a reentrada no poço 2-ANP-1-RJS, para antecipar a realização de um Teste de Formação no reservatório *Rift* Superior, Formação Barra Velha, zona BVE-300. Com o conhecimento antecipado do potencial da zona BVE-300 pôde-se minimizar a falta de informações sísmicas do recobrimento sísmico incipiente de parte da Área de Franco 1.

O Teste de Formação, realizado no intervalo correspondente ao reservatório carbonático microbiano da zona BVE-300 (Seção *Rift*), revelou boa produtividade, apresentando óleo de 28,4°API. Este teste forneceu informações imprescindíveis para a composição dos modelos geológicos e de fluxo, possibilitando uma definição preliminar da malha de drenagem para os primeiros cenários de arranjos submarinos que estão sendo elaborados para a área de Franco.

### **II.2.2.2 - Relato Sumário do Projeto**

A Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 2 - será composta por 20 atividades de exploração de petróleo e gás natural (1 Sistema de Produção Antecipada - SPA, 6 Testes de Longa Duração - TLDs e 13 Desenvolvimentos de Produção - DPs) e 15 gasodutos para escoamento do gás natural.

Os TLDs, realizados para estimar a capacidade dos reservatórios e adquirir dados em um período de avaliação exploratória, terão duração aproximada de 4 a 6 meses.

Os DPs serão desenvolvidos considerando-se o refinamento dos dados e conhecimentos adquiridos durante as atividades de testes (TLDs) e antecipação da produção (pilotos) no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. Prevê-se que a operação dos DPs do Projeto Etapa 2 ocorrerá em média 25 anos. Ressalta-se que os DPs permanecerão operando durante o tempo de concessão ou o tempo para produção dos volumes negociados com a ANP, no caso da Cessão Onerosa.

Estima-se que os 20 empreendimentos do Projeto Etapa 2 totalizarão uma produção média de 134 mil m<sup>3</sup>/dia de petróleo, sendo 16 mil m<sup>3</sup>/dia do SPA e TLDs e 118 mil m<sup>3</sup>/dia dos DPs. A produção total de gás natural dos DPs será de aproximadamente 36 milhões m<sup>3</sup>/dia.

O SPA e os TLDs não exportarão o gás natural; este será utilizado como combustível no FPSO e o excedente será enviado para a tocha. O volume de queima será definido pela ANP, conforme as características do poço e os estudos de Geologia e Reservatórios a serem realizados para cada TLD ou SPA.. Devido ao curto período de operação do SPA/TLDs, estas atividades não possuirão gasoduto.

A produção de petróleo e gás acima mencionada ocorrerá por meio de aproximadamente 150 poços produtores . Resumidamente, os empreendimentos contemplados no Projeto Etapa 2 e a quantidade de poços de cada atividade, dentre produtores e injetores, estão listados a seguir::

- 01 Sistema de Produção Antecipada (SPA):
  - SPA de Lula Oeste (1 poço);
- 06 Testes de Longa Duração (TLD);
  - TLD de NE de Tupi (1 poço);
  - TLD de Franco NW (1 poço);
  - TLD de Franco SW (1 poço);
  - TLD de Franco Leste (1 poço);
  - TLD de Entorno de Iara (1 poço);
  - TLD de Florim (1 poço).

- 13 Projetos de Desenvolvimentos de Produção (DP):
  - DP de Sapinhoá Norte (23 poços);
  - DP de Carioca (11 poços);
  - DP de Lula Alto (22 poços);
  - DP de Lula Central (23 poços);
  - DP de Lula Sul (21 poços);
  - DP de Lula Norte (22 poços);
  - DP de Lula Oeste (18 poços);
  - DP de Lula Extremo Sul (23 poços);
  - DP de Lula Área de Iracema Norte (20 poços);
  - DP de Franco 1 (25 poços);
  - DP de Franco NW (27 poços);
  - DP de Franco Sul (26 poços);
  - DP de Franco SW (22 poços).
- 15 gasodutos:
  - 14 gasodutos nos FPSOs dos DPs (1 em cada DP, com exceção de Lula Área de Iracema Norte, que terá 2 gasodutos);
  - 1 gasoduto de interligação principal (Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste).

Os gasodutos dos FPSOs dos DPs exportarão o gás natural para gasodutos de interligações principais, que por sua vez, serão interligados a gasodutos troncos (Gasoduto Rota 1, Rota 2 ou Rota 3), que escoarão o gás natural produzido a um terminal no continente.

Os gasodutos dos DPs de Sapinhoá Norte e Carioca serão interligados ao gasoduto Sapinhoá-Lula. A extremidade final do gasoduto Sapinhoá-Lula se conecta com o gasoduto Lula NE-Lula e com o gasoduto tronco Rota 1 (todos licenciados ou em licenciamento).

O DP de Lula Extremo Sul terá seu gasoduto conectado ao gasoduto de Lula Sul. Os DPs de Lula Alto, Lula Central, Lula Sul, Lula Norte, Lula Oeste e Lula Área de Iracema Norte serão interligados ao gasoduto Lula NE-Lula.

A conexão do gasoduto do DP de Lula Norte com o gasoduto Lula NE-Lula é o local onde se inicia o gasoduto tronco Lula Norte-Franco Noroeste (objeto deste EIA). A conexão do gasoduto de Lula Área de Iracema Norte com o Lula NE-Lula

é a extremidade inicial do gasoduto tronco Rota 2 (em processo de licenciamento).

Os DPs de Franco Sul e Franco 1 terão seus gasodutos conectados ao gasoduto Rota 2.

Os DPs de Franco SW e Franco NW serão interligados ao gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste.

O gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste interligará o Campo de Lula à Área de Franco e será o maior gasoduto objeto do presente EIA, com aproximadamente 123 km de extensão e 24" de diâmetro nominal.

Considerando o conhecimento adquirido pela PETROBRAS na produção em águas profundas, bem como as variáveis econômica e ambiental, optou-se pela utilização de navio-plataforma do tipo FPSO nos empreendimentos do Projeto Etapa 2.

O SPA de Lula Oeste e os TLDs de Franco SW, Entorno de Iara e Florim estão previstos para serem realizados com o FPSO BW de São Vicente. Para os TLDs de NE de Tupi, Franco NW e Franco Leste a previsão é utilizar o FPWSO *Dynamic Producer*, ambos os FPSOs já operam em empreendimentos da PETROBRAS desde 2009.

No caso dos DPs, os FPSOs encontram-se em fase de construção ou conversão do casco.

O planejamento dos TLDs e DPs do Projeto Etapa 2 considerou as questões ambientais relacionadas às atividades de exploração, e as características específicas de cada empreendimento. Na etapa de licitação, estipulou-se que os FPSOs deveriam apresentar características para atendimento aos requisitos ambientais legais nacionais e internacionais para o adequado controle da poluição ambiental decorrente da realização destas atividades.

Foram ainda considerados os aspectos operacionais relativos ao posicionamento dos FPSOs, definidos em função das características do reservatório e considerando a estabilidade do fundo marinho.

Além disso, o projeto dos TLDs e DPs foram balizados em estudos de análise de riscos ambientais (apresentados na **Seção II.10 - Análise e Gerenciamento de Riscos** do presente EIA), realizados para identificar os cenários de riscos e

promover a adoção das medidas de prevenção e mitigação dos potenciais riscos ao meio ambiente e à segurança dos trabalhadores.

Com relação à contratação de serviços de terceiros, faz parte dos contratos de afretamento dos FPSOs pela PETROBRAS um anexo relativo à segurança, meio ambiente e saúde (SMS), cujo cumprimento é obrigatório para o exercício das atividades desenvolvidas.

Além disso, os FPSOs deverão possuir os seguintes certificados, a serem apresentados ao Instituto Brasileiro do Meio ambiente e dos Recursos Naturais - IBAMA antes do início das operações: Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Hidrocarbonetos - IOPP, Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Efluentes Sanitários - ISPP, Certificado Internacional de Prevenção à Poluição do Ar - IAPP e Certificado de Conformidade da Marinha do Brasil.

A Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 2, bem como de quaisquer projetos da PETROBRAS, serão realizadas com base nas melhores práticas de segurança, meio ambiente e saúde, seguindo as diretrizes do Sistema de Gestão implementado na empresa.

Na concepção de cada projeto, a escolha do tipo de unidade de produção a ser utilizada é realizada em função de uma série de fatores, tais como a lâmina d'água e o número de poços produtores, além de aspectos de segurança e operacionais, de forma a possibilitar o menor potencial de interação física da atividade com o meio ambiente, conferindo maior confiabilidade operacional.

Para o planejamento do arranjo submarino são considerados, a localização das unidades de produção, o traçado dos gasodutos e o posicionamento dos poços e estruturas submarinas; as características dos componentes do arranjo são cuidadosamente estudadas de forma a minimizar o comprimento das linhas, evitar pontos ambientalmente sensíveis e permitir maior agilidade e facilidade no lançamento.

Os riscos de interação das instalações submarinas com outras instalações também são avaliados. Para isso, utiliza-se como base o Sistema de Gerenciamento de Obstáculos - SGO da PETROBRAS, banco de dados onde estão registradas as posições e lâminas d'água de todos os equipamentos



instalados no fundo do mar. A mesma avaliação será feita previamente às operações de lançamento de linhas na locação.

A PETROBRAS investe em pesquisa e desenvolvimento continuamente para melhorar suas operações e torná-las mais seguras. Alguns exemplos de desenvolvimentos atuais, de acordo com o Relatório de Atividades da PETROBRAS (2012), estão listados a seguir:

- Conclusão de novo modelo geológico da Margem Continental Atlântica brasileira, que permitirá obter estimativas mais precisas dos riscos exploratórios inerentes às bacias sedimentares *offshore*;
- Aplicação de tecnologia de última geração e análises em simuladores desenvolvidos na PETROBRAS que auxiliaram na perfuração do primeiro poço horizontal no Pré-Sal. O emprego deste tipo de poço reduzirá os custos de desenvolvimento do Pré-Sal, permitindo o aumento da produção utilizando um menor número de poços;
- Instalação dos primeiros sistemas de completação inteligente no Pré-Sal, que permitirão aumento de produção;

No que diz respeito ao escoamento do óleo de todas as atividades, destaca-se que esse será realizado periodicamente através de operações de *offloading* para navios aliviadores dotados de posicionamento dinâmico, considerando a localização e tipo dos FPSOs utilizados no ETAPA 2 e de forma a aumentar a segurança das operações.

## **II.2.3 - Justificativas**

### **II.2.3.1 - Aspectos Técnicos**

A obtenção de dados e informações sobre o comportamento do óleo, tanto no reservatório, quanto na planta de processo da plataforma, permitindo o conhecimento dos reservatórios e a otimização dos custos de exploração e produção, é fundamental para as etapas de planejamento e implantação dos projetos de desenvolvimento definitivo de produção na área do Pré-Sal. Também é fundamental a utilização desse conhecimento para o desenvolvimento de áreas com características semelhantes. Essa estratégia obteve grande sucesso nos campos de produção em águas profundas das Bacias de Campos e Santos.

Alguns dos desafios tecnológicos superados foram: sísmica de alta resolução com maior sucesso exploratório, modelagem geológica e numérica com melhor previsão do comportamento da produção, seleção de novos materiais, qualificação de novos sistemas para coleta da produção e separação do dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) do gás natural em águas profundas e reinjeção, que reduz as emissões e aumenta o fator de recuperação.

Apesar das características distintas do Pré-Sal, a PETROBRAS já acumulava experiência técnica na exploração de petróleo em águas profundas e ultraprofundas de outras bacias brasileiras. Esta experiência permitiu, inclusive, alcançar uma produção elevada nos campos do Pré-Sal em um intervalo de tempo inferior quando comparado com outras importantes áreas de produção marítima no mundo. A descoberta de petróleo na camada Pré-Sal ocorreu em 2006 e em maio de 2009 iniciou-se a produção de petróleo no Pré-Sal, na Área de Tupi (atual Campo de Lula).

Atualmente a produção do pré-sal na Bacia de Santos ocorre em três (3) diferentes plataformas, a saber:

- FPSO Cidade de Angra dos Reis - Campo de Lula desde outubro de 2010;
- FPSO Cidade de São Paulo - Campo de Sapinhoá desde janeiro de 2013;
- FPSO Cidade de Paraty - Campo de Lula Nordeste desde junho de 2013.

As atividades de exploração e produção de petróleo na camada pré-sal da Bacia de Santos apresentam alguns complicadores técnicos, como a obtenção de um comportamento regular de produção a partir da rocha produtora do tipo carbonática de origem microbiana e bastante heterogênea, a construção de poços atravessando uma espessa camada de sal, em alguns pontos com espessura próxima de 2.000 m, a viabilização da produção de óleo e gás em lâmina d'água profunda e a grande distância do continente com custo competitivo.

Os complicadores estão relacionados à economicidade do empreendimento, não implicando em riscos ambientais diferentes daqueles normalmente associados a atividades de produção e escoamento de hidrocarbonetos.

### II.2.3.2 - Aspectos Econômicos

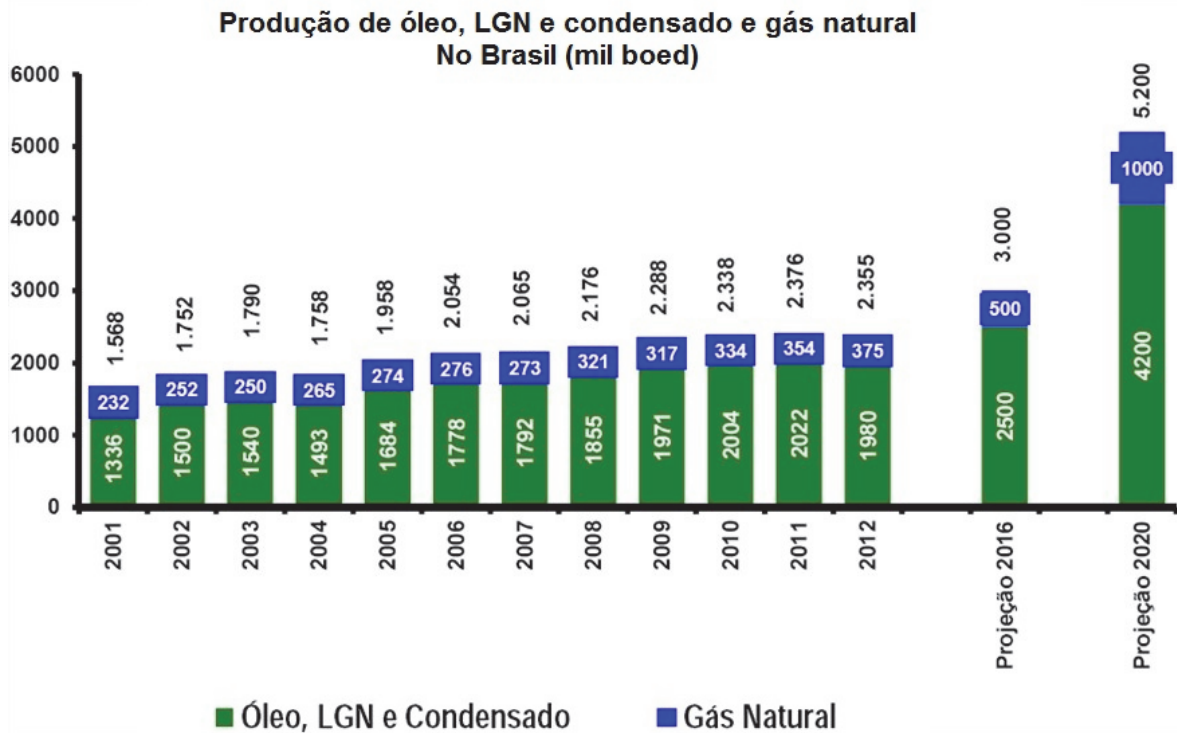
A implantação dos empreendimentos atrelada ao consequente sucesso das atividades de exploração de óleo e gás abrirão grandes oportunidades para a indústria nacional, influenciando desde os fornecedores de materiais até os fornecedores dos mais diferentes tipos de serviços e especialidades.

Outra justificativa importante refere-se ao fato de que a produção de óleo e gás provocará aumento de arrecadação de impostos, taxas e contribuições sociais (ICMS e Imposto de Renda) pelos municípios, Estado e Governo Federal, por meio da compra de produtos e serviços, além das receitas municipais que serão ampliadas através do recolhimento do ISS por parte das empresas prestadoras de serviço. Há também a receita advinda da distribuição de *royalties*, como compensação financeira cabente, também, aos Estados, Distrito Federal, Municípios e aos órgãos da União pela exploração e venda de petróleo bruto.

O desenvolvimento do Polo Pré-Sal contribuirá para o aumento da oferta nacional dos derivados de petróleo e gás natural.

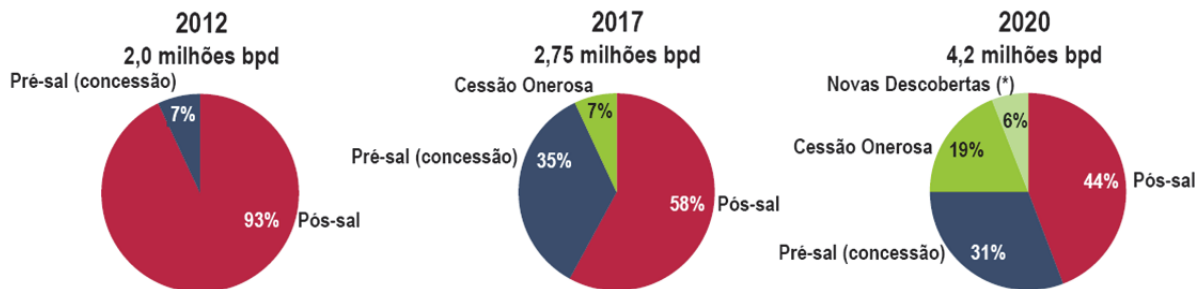
A produção de petróleo e gás natural da PETROBRAS cresce continuamente ao longo dos anos e devido às novas descobertas de reservatórios no país, prevê-se que a produção de petróleo dobre, e a de gás natural triplique até 2020 (**Figura II.2.3.2-1**).

A produção do Pré-Sal será fundamental para o aumento da produção de petróleo e gás, como pode ser visualizado na **Figura II.2.3.2-2**.



Fonte: PETROBRAS - Relatório de Atividades (2012)

**Figura II.2.3.2-1** - Evolução da produção de petróleo, líquido de gás natural (LGN) e gás natural no Brasil (mil barris de óleo equivalente por dia - boed).



\* Novas descobertas: inclui novas oportunidades em blocos onde já existem descobertas

Fonte: PETROBRAS - Plano de Negócios e Gestão 2013-2017.

**Figura II.2.3.2-2** - Evolução prevista da participação do Pré-Sal na produção de petróleo no Brasil.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2012) a previsão é que o consumo de gás natural continue em expansão em todas as regiões do Brasil (**Tabela II.2.3.2-1**).

**Tabela II.2.3.2-1 - Consumo atual e previsão futura de gás natural no Brasil (mil m<sup>3</sup>/dia)**

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2012	45	6.832	3.690	30.016	327	40.910
2016	274	8.933	4.971	36.819	864	51.861
2021	447	11.536	6.352	45.974	1.118	65.427
Período	Variação (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /dia)					
2011-2021	444	5.256	3.039	17.674	877	27.290
Período	Variação (% a.a.)					
2011-2016	146,7	7,3	8,5	5,4	29,0	6,3
2016-2021	10,3	5,2	5,0	4,5	5,3	4,8
2011-2021	64,9	6,3	6,7	5,0	16,6	5,5

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2012. Plano Decenal de Expansão de Energia 2021.

Obs.: Inclui consumo final nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial e público. Não inclui consumo no setor energético, consumo como matéria-prima, cogeração, consumo downstream do sistema Petrobras e consumo termelétrico.

Prevê-se um grande aumento da produção de petróleo em função da produção em campos já delimitados e do desenvolvimento da produção das acumulações descobertas na área do Pré-Sal.

O aumento da produção de petróleo será superior ao aumento da demanda e assim, prevê-se um papel mais relevante para o Brasil no mercado mundial de petróleo, atuando como exportador líquido, não só de petróleo, como também de derivados.

A **Tabela II.2.3.2-2** apresenta a comparação entre a produção e demanda estimadas de petróleo para os próximos anos.

**Tabela II.2.3.2-2 - Comparação entre a previsão de produção e a demanda estimada de petróleo no Brasil (milhões de barris por dia).**

Petróleo	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Produção Potencial	2,25	2,25	2,64	3,01	3,44	4,05	4,71	5,06	5,30	5,43
Demanda Estimada	2,20	2,24	2,31	2,38	2,46	2,54	2,61	2,72	2,81	2,89
Excedente	0,05	0,01	0,33	0,63	0,98	1,52	2,10	2,34	2,49	2,54

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2012. Plano Decenal de Expansão de Energia 2021.

O balanço nacional previsto (**Tabela II.2.3.2-3**) mostra a redução das importações e aumento das exportações de petróleo.

**Tabela II.2.3.2-3 - Balanço Nacional de Petróleo (mil m<sup>3</sup>/d) - 2012 - 2021**

Produto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Produção	358	357	420	479	547	645	750	805	843	864
Processamento	309	305	302	350	368	413	487	491	503	504
Importação	62	45	39	41	57	52	38	38	38	38
Eportação	111	97	156	169	236	284	300	352	379	398
Exportação Líquida	49	52	118	129	179	232	262	314	341	360
Importação/Processamento (%)	19,9	14,	12,8	11,6	15,6	12,6	7,8	7,8	7,6	7,6

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2012. Plano Decenal de Expansão de Energia 2021.

### **II.2.3.3 - Aspectos Sociais**

O crescimento da produção nacional de petróleo e gás esperado pelas atividades de exploração no Projeto Etapa 2 poderá gerar melhorias no desenvolvimento socioeconômico dos municípios pertencentes à área de influência desse empreendimento.

A geração de empregos ocorre em diversas regiões e setores, pois as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural movimentam a economia de toda uma cadeia de suprimentos e serviços para atendimento aos empreendimentos.

Também haverá utilização dos *royalties*, conforme previsto por lei, que deverá ser aplicado em setores como saúde, saneamento básico, entre outros, proporcionando uma melhor qualidade de vida à população local.

Além disso, a necessidade de pessoal qualificado poderá constituir um estímulo à capacitação profissional no setor petrolífero, uma vez que se espera um crescimento das atividades nesta área.

### **II.2.3.4 - Aspectos Ambientais**

A realização do Projeto Etapa 2 apresenta riscos ambientais inerentes a esse tipo de atividade e considerando os aspectos ambientais envolvidos sabe-se que serão gerados impactos ambientais, de caráter positivo e negativo. Relativamente aos riscos, deve ser ressaltado que os sistemas de produção a serem utilizados nesta atividade são totalmente conhecidos e de domínio da PETROBRAS.

A PETROBRAS realizará todas as medidas necessárias para minimizar os impactos ambientais, realizando suas operações de forma segura e

ambientalmente responsável em todo ciclo de vida dos empreendimentos. Serão executados procedimentos operacionais e programas ambientais, tanto para os SPA e TLDs como para os DPs, objetivando minimizar os impactos ambientais negativos identificados para esse tipo de atividade. As propostas de projetos ambientais a serem desenvolvidos serão abordadas na **seção II.7** deste EIA.

Especificamente para as UEP escolhidas, está prevista a implantação de equipamentos para atender requisitos de normas internacionais e nacionais, tanto ambientais quanto de segurança e saúde, a fim de garantir a preservação do meio ambiente e a segurança dos trabalhadores.

## II.2.4 - Descrição das Atividades

### II.2.4.1 - Identificação das Unidades de Produção e Certificados

Para a atividade do SPA de Lula Oeste e dos TLDs de Franco SW, Entorno de Iara e Florim a previsão é que sejam realizados com o FPSO BW Cidade de São Vicente, enquanto para os TLDs de NE de Tupi, Franco NW e Franco Leste a previsão é realiza-los com o FPWSO *Dynamic Producer*. Ambos os FPSOs operaram em outros TLDs da PETROBRAS.

O **Quadro II.2.4.1-1** resume os FPSOs que serão utilizados em cada empreendimento.

**Quadro II.2.4.1-1 - FPSOs previstos para o Sistema de Produção Antecipado (SPA) e Testes de Longa Duração (TLDs).**

Bloco	Campo/Área	Atividade	FPSO
<b>SPAs</b>			
BM-S-11	Campo de Lula	SPA de Lula Oeste	FPSO BW Cidade de São Vicente
<b>TLDs</b>			
Cessão Onerosa	Área de NE Tupi	TLD de NE Tupi	FPWSO <i>Dynamic Producer</i>
	Área Franco	TLD de Franco NW	FPWSO <i>Dynamic Producer</i>
		TLD de Franco SW	FPSO BW Cidade de São Vicente
		TLD de Franco Leste	FPWSO <i>Dynamic Producer</i>
	Área de Entorno de Iara	TLD do Entorno de Iara	FPSO BW Cidade de São Vicente
Área de Florim	TLD de Florim	FPSO BW Cidade de São Vicente	

Nos DPs serão utilizados FPSOs atualmente em construção/conversão do casco (**Quadro II.2.4.1-2**). Os FPSOs serão semelhantes entre si quanto aos aspectos construtivos, planta de processamento, forma de ancoragem, sistema de geração de energia, sistema de tratamento de efluentes, sistemas de segurança, dentre outras características.

O FPSO Cidade de Ilhabela, que será utilizado no DP de Sapinhoá Norte, encontra-se em estágio de construção mais avançado em relação aos demais FPSOs dos DPs. Sendo assim, no presente EIA será descrito apenas o FPSO Cidade de Ilhabela, representando todas as atividades do Etapa 2.

Os FPSOs possuirão a mesma ordem de grandeza quanto à capacidade de processamento e armazenamento, capacidade de tratamento de efluentes, geração de efluentes, resíduos e emissões atmosféricas, o que permite que a descrição do FPSO Cidade de Ilhabela represente de forma adequada todas as atividades do Etapa 2.

**Quadro II.2.4.1-2 - FPSOs dos Desenvolvimento da Produção (DPs)**

Bloco	Campo/Área	Atividade	FPSO
BM-S-9	Campo de Sapinhoá	Sapinhoá Norte	FPSO Cidade de Ilhabela
	Área de Carioca	Carioca	FPSO de Carioca
BM-S-11	Campo de Lula	Lula Alto	FPSO de Lula Alto
		Lula Central	FPSO de Lula Central
		Lula Sul	FPSO de Lula Sul
		Lula Norte	FPSO de Lula Norte
		Lula Extremo Sul	FPSO de Lula Extremo Sul
		Lula Oeste	FPSO Lula Oeste
	Campo de Lula – Área de Iracema	Lula Área de Iracema Norte	FPSO de Lula Iracema Norte
Cessão Onerosa	Área de Franco	Franco 1	FPSO de Franco 1
		Franco NW	FPSO de Franco NW
		Franco Sul	FPSO de Franco Sul
		Franco SW	FPSO de Franco SW

Os Certificados Internacionais de Prevenção de Poluição por Hidrocarbonetos - IOPP, de Prevenção de Poluição por Efluentes Sanitários - ISPP, de Prevenção de Poluição Atmosférica - IAPP, assim como os Certificados de Conformidade da



Marinha dos FPSOs BW Cidade de São Vicente e *Dynamic Producer* estão apresentados no **Anexo II.2.4-1**.

Os certificados dos FPSOs dos DPs em fase de construção serão encaminhados à CGPEG/DILIC/IBAMA quando da solicitação das Licenças de Operação de cada FPSO.

#### **II.2.4.2 - Descrição Geral das Unidades de Produção**

Os FPSOs do SPA, TLDs e DPs do Etapa 2 serão capazes de efetuar o processamento primário da produção, estocar e transferir óleo para navios aliviadores. Para o SPA e TLDs, o gás produzido será consumido pelos próprios FPSOs na geração de energia, e o excedente enviado para a tocha, respeitando os limites estabelecidos pela ANP. Nos DPs, o gás produzido será escoado por gasodutos que interligarão os respectivos FPSOs à malha de escoamento de gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

A descrição dos FPSOs encontra-se nos itens subsequentes.

##### **II.2.4.2.1 - FPSOs do Sistema de Produção Antecipado (SPA) e dos Testes de Longa Duração (TLDs)**

###### **II.2.4.2.1.1 - FPSO BW Cidade de São Vicente**

O FPSO BW Cidade de São Vicente já opera na Bacia de Santos desde 2009, onde realizou diversos TLDs. No Projeto ETAPA 2 prevê-se que será utilizado no SPA de Lula Oeste e nos TLDs de Franco SW, Entorno de Iara e Florim.

As principais características deste FPSO estão listadas no **Quadro II.2.4.2.1.1-1**.

**Quadro II.2.4.2.1.1-1 - Características Gerais do FPSO BW Cidade de São Vicente**

Características	Descrição
Nome	FPSO BW Cidade de São Vicente
Ancoragem	<i>Turret System</i>
Comprimento Total	290,5 m
Boca moldada	43,5 m
Pontal (Altura até convés principal)	23,00 m
Borda livre	12,8 a 7,7 m
Peso leve	29.213 t
Calado médio	13,7 m
Altura da Tocha (a partir do <i>deck</i> )	45,0 m acima do deck principal
Capacidade total dos tanques de óleo	471.998,99 barris (75.039,58 m <sup>3</sup> )
Guindastes	2 guindastes com capacidade de 18 t e 7 t.
Sistema de geração de energia	2 turbogeradores a vapor de 900 kW
	3 geradores auxiliares a diesel, de 715 kW
	1 gerador de emergência
Unidade de Tratamento de Esgotos	Tipo: Hamworthy Super Trident ST4A (duas unidades)
	Princípio de tratamento: Lodo ativado com sistema de aeração suspensa
	Capacidade total: 12,2 m <sup>3</sup> /d
Capacidade de produção	1 poço produtor (produzindo por surgência natural) Capacidade de processar 30.000 bpd e 1,0 MM m <sup>3</sup> /d de gás
Capacidade de alojamento	80 pessoas
Heliponto	Dimensão: 22,0 m. Formato: Circular Dispõe de equipamentos para reabastecimento
Salvatagem	2 baleeiras com capacidade para 80 pessoas cada; 11 balsas infláveis salva-vidas com capacidade para 20 pessoas cada; 1 bote de resgate com capacidade para 5 pessoas.

**II.2.4.2.1.1.1 - Casco**

O FPSO BW Cidade de São Vicente possui fundo singelo, com dez tanques laterais dedicados a lastro, cinco a bombordo e cinco a boreste. Há cinco tanques centrais destinados exclusivamente ao armazenamento de óleo.

Essa unidade está dimensionada para atender às necessidades operacionais da PETROBRAS (carga de convés, estabilidade, capacidade de armazenamento, movimentos, etc.) e atende aos requisitos de Regra da Sociedade Classificadora *Det Norske Veritas* - DNV, além de Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo país de registro.

Para garantir a vida útil do FPSO durante as atividades dos TLDs da PETROBRAS, durante a conversão do casco foram realizadas verificações de esforços globais e de fadiga no casco, considerando a ação de ondas, ventos e correntezas típicas da Bacia de Santos, bem como foram estabelecidas especificações para todos os materiais estruturais utilizados na reformulação do casco.

O convés principal foi reforçado nas estruturas da planta de produção, suporte dos *risers*, heliponto, guindaste e área de popa (componentes do sistema de *offloading*). A seleção do aço utilizado na estrutura do casco foi determinada de acordo com requerimentos e regulamentações, considerando as conexões estruturais, espessura do material, composição dos fluidos e temperatura mínima projetada.

#### II.2.4.2.1.1.2 - Tanques

A estocagem de óleo no FPSO BW Cidade de São Vicente pode ser realizada em cinco tanques dispostos ao centro da embarcação, que juntos perfazem uma capacidade total de aproximadamente 472.000 barris (75.000 m<sup>3</sup>).

O FPSO possui também tanques de *slop*, tanques de óleo diesel, óleo combustível e óleo lubrificante, tanques de água de lastro, água industrial e água potável, cujas capacidades encontram-se definidas na **Tabela II.2.4.2.1.1.2-1**.

**Tabela II.2.4.2.1.1.2-1 - Relação dos tanques do FPSO BW Cidade de São Vicente.**

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade*	
		m <sup>3</sup>	Barris
Tanque nº 1 de Carga (central)	Óleo cru	15.104,74	95.008,82
Tanque nº 2 de Carga (central)		17.989,86	113.156,23
Tanque nº 3 de Carga (central)		9.995,02	62.868,68
Tanque nº 4 de Carga (central)		15.991,64	100.587,42
Tanque nº 5 de Carga (central)		15.958,32	100.377,84
<b>Capacidade total de armazenamento de óleo</b>	-	<b>75.039,58</b>	<b>471.998,99</b>
Tanque de <i>Slop</i> (boreste)	Água e óleo	3.524,08	22.166,46
Tanque de <i>Slop</i> (bombordo)		3.524,08	22.166,46
Tanque de Proa	Água de lastro	1.363,18	8.574,40
Tanque de Popa		4.468,80	28.108,75

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade*	
		m <sup>3</sup>	Barris
Tanque nº1 de Lastro ou Tanque Reserva de Óleo Combustível	Água de lastro ou Óleo Combustível	2.719,5	17.105,66
Tanque nº1 (bombordo)	Água de lastro	10.694,74	67.269,92
Tanque nº1 (boreste)		10.694,74	67.269,92
Tanque nº 2 (bombordo)		13.386,80	84.202,98
Tanque nº 2 (boreste)		13.386,80	84.202,98
Tanque nº 3 de Água de Lastro (bombordo)		7.438,20	46.786,28
Tanque nº 3 de Água de Lastro (boreste)		7.438,20	46.786,28
Tanque nº 4 (bombordo)		11.892,30	74.802,57
Tanque nº 4 (boreste)		11.892,30	74.802,57
Tanque nº 5 (bombordo)		7207,90	45.337,69
Tanque nº 5 (boreste)		7207,90	45.337,69
Tanque de Água (bombordo)	Água industrial	283,22	1.781,45
Tanque de Água de Alimentação (boreste)		114,66	721,21
Tanque de Água Potável (boreste)	Água potável	152,88	961,62
Tanque de Resfriamento de Popa	Água industrial	20,58	129,45
Tanque de Resfriamento (bombordo)		16,66	104,79
Tanque nº 2 Óleo Combustível (bombordo)	Óleo combustível	1.687,56	10.614,75
Tanque nº 2 Óleo Combustível (boreste)		1.687,56	10.614,75
Tanque nº 3 Óleo Combustível (bombordo)		448,84	2.823,20
Tanque nº 3 Óleo Combustível (boreste)		448,84	2.823,20
Tanque de Diesel (bombordo)	Óleo Diesel	194,04	1.220,51
Tanque de Diesel (boreste)		173,46	1.091,06
Tanque de Lubrificante	Óleo lubrificante	28,42	178,76
Tanque 1 de querosene de aviação	Querosene de aviação	2,94	17,90
Tanque 2 de querosene de aviação	Querosene de aviação	2,94	17,90

\*Os valores apresentados são referentes a 98% da capacidade total de armazenamento do FPSO BW Cidade de São Vicente.

Todos os tanques de armazenamento de óleo possuem sistema de medição de nível. Os tanques são mantidos pressurizados com gás inerte e com monitoramento do teor de oxigênio para prevenir a formação de vácuo e de atmosferas inflamáveis e explosivas. Os tanques de carga (óleo cru) e lastro têm acessos que permitem a inspeção interna quando vazios, conforme plano de Inspeção definido junto à Sociedade Classificadora (aproximadamente a cada 5 anos de operação).

O FPSO BW Cidade de São Vicente também conta com um sistema de limpeza que funciona a partir de máquinas posicionadas nos tanques de carga. O efluente gerado nestas operações de limpeza é encaminhado aos tanques de *slop*.

Os tanques de *slop* recebem água proveniente do tanque de drenagem aberta (drenagem aberta do nível superior do FPSO), da drenagem do convés, além das águas de lavagens de tanques, limpeza de linhas de produção e das bandejas de drenagem dos equipamentos da produção.

As tubulações dos tanques de carga, lastro e resíduos são individualizadas para evitar o contato e contaminação entre os diferentes fluidos.

#### II.2.4.2.1.1.3 - Sistema de Gás Inerte (SGI)

O FPSO BW Cidade de São Vicente possui uma planta para geração e tratamento de gás inerte, gás este utilizado no interior dos tanques para evitar a formação de atmosfera inflamável/explosiva.

O gás é obtido a partir da caldeira, que fornece o gás para cada tanque de carga durante as operações de carregamento de óleo e alívio (*offloading*). Uma válvula de controle e outra de *by-pass* do sistema de distribuição e coleta controlam a pressão do gás inerte, cujo teor de oxigênio é monitorado e registrado na sala de controle.

A embarcação também é provida de uma válvula de segurança - PSV independente na linha de ventilação, com o objetivo de proteger todos os tanques de óleo e de *slop* de qualquer cenário de sobrepressão.

#### II.2.4.2.1.1.4 - Sistema de Lastro

Durante a transferência de petróleo do FPSO BW Cidade de São Vicente para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenamento é reduzido, diminuindo-se, gradualmente, o calado da embarcação. Eventualmente, apenas em casos necessários, pode-se realizar o bombeio de água do mar para os tanques de lastro, que são laterais na unidade, para manter a estabilidade e esforços no casco da embarcação.

O sistema de lastro é totalmente isolado do sistema de armazenamento do petróleo e seus tanques e bombas são independentes. Como não há nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo, o sistema não é considerado uma fonte de efluentes.

Vale destacar que caso haja necessidade de transporte do FPSO para entrada ou saída do país, serão implementadas medidas regidas internacionalmente pela IMO (*International Maritime Organization*) de forma a evitar a introdução de espécies exóticas, via água de lastro, no meio onde forem realizadas as atividades.

#### II.2.4.2.1.1.5 - *Planta de Processamento da Produção*

A planta de processo do FPSO BW Cidade de São Vicente possui capacidade para processar 30.000 bpd de petróleo e 1,0 milhão m<sup>3</sup>/dia de gás natural.

A planta de processamento da produção possui os recursos necessários para a separação inicial dos fluidos advindos dos poços (óleo e gás). A planta é dividida em módulos posicionados de acordo com a sequência lógica do processamento dos fluidos, localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural. A planta de processamento primário foi projetada considerando-se as propriedades físico-químicas do fluido oriundo dos poços dos TLDs que serão realizados por esta unidade de produção.

O projeto da planta de processamento permite a separação de óleo e gás, bem como o tratamento e estabilização do óleo. Ressalta-se que, a princípio, não está prevista a geração de água produzida durante a realização dos SPA e TLDs do Projeto Etapa 2. Caso ocorra geração, a PETROBRAS apresentará à CGPEG/DILIC/IBAMA um pedido de anuência junto com informações adicionais que se façam necessárias.

Os sistemas primários associados ao processo de produção de óleo e gás natural no FPSO BW Cidade de São Vicente são:

- Sistema de Processamento de Óleo;
- Sistema de Processamento de Gás.

#### II.2.4.2.1.1.6 - Sistema de Separação de Óleo e Gás

O sistema de separação de óleo e gás engloba os seguintes componentes: aquecedor da produção; separador trifásico de alta pressão; separador trifásico de baixa pressão; unidade de tratamento eletrostático; bomba de carga; resfriador de óleo estabilizado; medição fiscal.

Para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como manter a integridade das instalações, a unidade dispõe de um sistema de injeção de produtos químicos, como desemulsificantes, antiespumante, inibidor de incrustação, inibidores de corrosão e polieletrólitos.

Os fluidos produzidos pelo poço em teste no FPSO BW Cidade de São Vicente, ao saírem do *swivel* de produção, recebem a injeção de anti-espumante, em vazão adequada ao tipo de óleo, de forma a melhorar a eficiência das etapas seguintes do processamento de óleo. Em seguida, os fluidos produzidos passam por um pré-aquecedor, que a eleva a temperatura até cerca de 60 °C, para depois entrar no Separador Horizontal Trifásico de Alta pressão, que faz parte do Sistema de Processamento de Óleo.

O FPSO BW Cidade de São Vicente possui aquecedores tipo casco/tubo com o objetivo de proporcionar ao fluido proveniente do poço, o calor necessário para o alcance da temperatura ideal à separação óleo/água. O fluido é aquecido utilizando-se as caldeiras do FPSO.

No Separador Horizontal Trifásico de Alta Pressão, a maior parte do gás será retirada do óleo e seguirá para uma destinação adequada, descrita mais adiante, no item específico sobre o Sistema de Processamento de Gás.

O óleo que sai do Separador Horizontal Trifásico de Alta Pressão segue para o Separador Horizontal Trifásico de Baixa Pressão, que opera em baixa pressão. Neste vaso, o gás residual que ainda estiver dissolvido no óleo será vaporizado, o que garante o enquadramento da pressão de vapor residual (PVR) no óleo, para o armazenamento seguro nos tanques de carga.

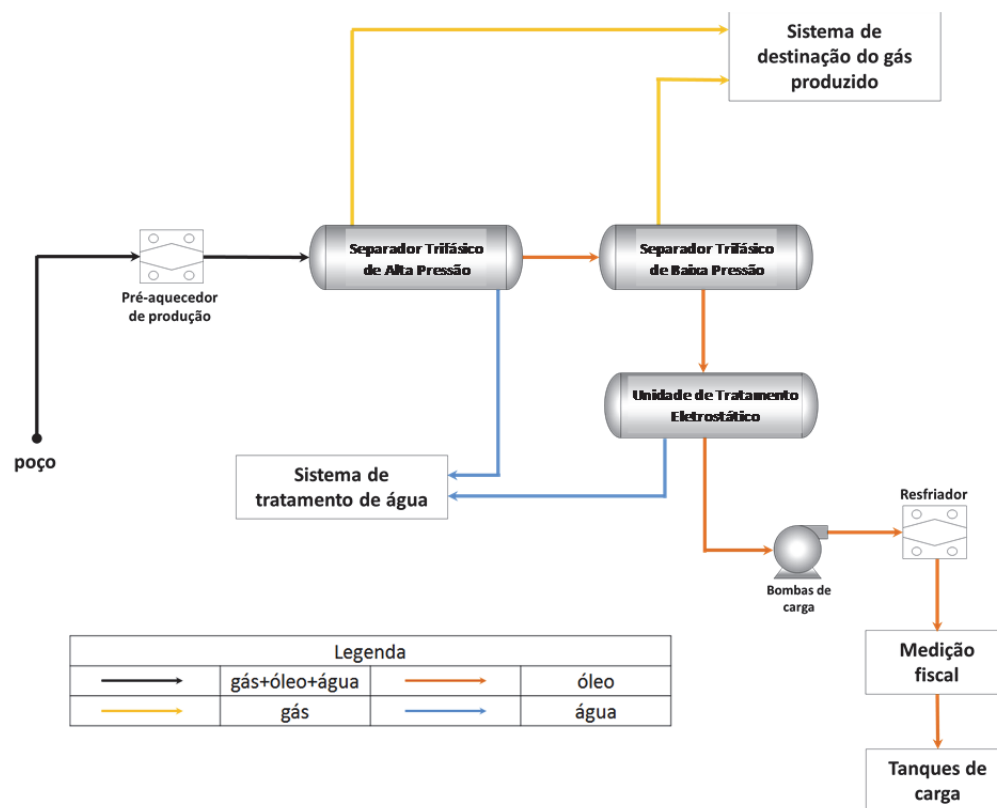
Em seguida é encaminhado ao tratador eletrostático, para garantir que a relação entre o volume de água e sedimentos e o volume total da mistura (teor BSW - *Basic Sediments and Water*) fique dentro dos limites requeridos.

Posteriormente, o óleo é resfriado, passa pelo medidor fiscal e é encaminhado para os tanques de carga para armazenagem. Ao final do tratamento, o óleo está enquadrado de acordo com os seguintes requisitos de projeto para a qualidade do óleo tratado:

- Relação volume água e sedimentos (BSW – *Basic Sediments and Water*): 0.5 % vol
- Salinidade: 570 mg/ L
- pressão de vapor residual (RVP - *residual vapor pressure*): 10 psia

O diagrama esquemático do sistema de processamento de óleo do FPSO BW Cidade de São Vicente encontra-se na **Figura II.2.4.2.1.1.6-1**.





**Figura II.2.4.2.1.1.6-1** - Diagrama esquemático do sistema de processamento de óleo no FPSO BW Cidade de São Vicente

#### II.2.4.2.1.1.7 - Sistema de Tratamento de Gás

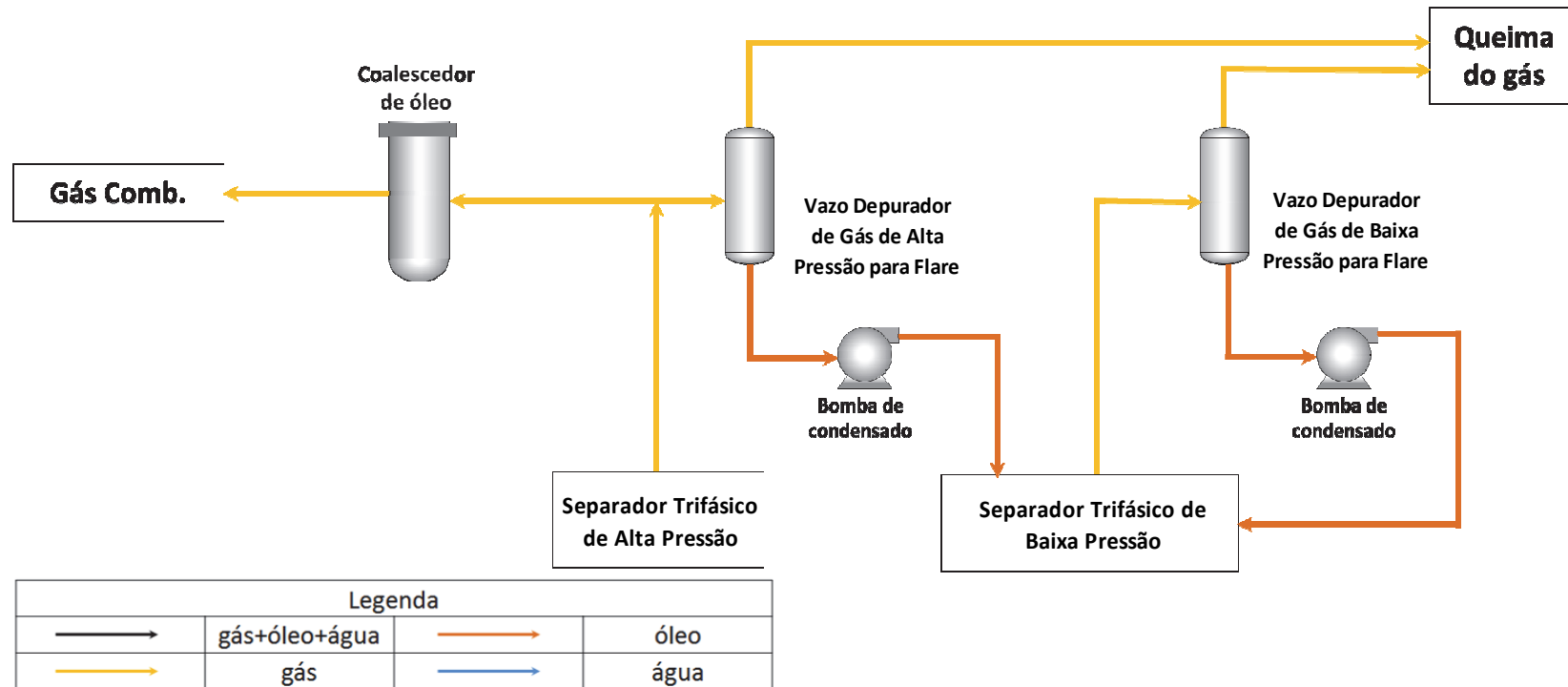
O sistema de tratamento condiciona o gás natural separado no sistema de tratamento de óleo. Após o tratamento o gás é utilizado internamente como gás combustível nos motores, turbinas e caldeiras do FPSO e o excedente é encaminhado para a queima segura no sistema de tocha (*flare*) .

A separação de gás é realizada em dois estágios: no Separador Trifásico de Alta Pressão e no Separador Trifásico de Baixa Pressão.

No Separador Horizontal de Alta Pressão é onde ocorre grande parte da separação entre o gás natural e o óleo. O gás separado nesta etapa é encaminhado para uso interno no FPSO e o restante segue para o Separador Trifásico de Baixa Pressão e para o queimador de alta pressão.

No Separador Horizontal Trifásico de Baixa Pressão o gás é direcionado para o queimador de baixa pressão. Os fluxos de gás que saem dos Separadores Horizontais Trifásicos de Alta e de Baixa Pressão, ao passarem por seus respectivos vasos depuradores sofrem uma queda de pressão e temperatura. Dessa forma, ocorre a condensação de eventuais moléculas de hidrocarbonetos mais pesados que tenham sido arrastadas.

Para fazer a drenagem deste condensado que se acumula lentamente nos vasos depuradores são utilizadas 2 bombas de condensado, representadas na **Figura II.2.4.2.1.1.7-1**. Apesar de não serem usadas com frequência, em caso de necessidade cada uma tem capacidade para drenar uma vazão de 5 m<sup>3</sup>/h de condensado acumulado nos vasos.



**Figura II.2.4.2.1.1.7-1** - Diagrama esquemático do sistema de tratamento de gás natural no FPSO BW Cidade de São Vicente

#### II.2.4.2.1.1.8 - Sistema de Tratamento de Água Produzida

Não é prevista a geração de água produzida durante as atividades do SPA e TLDs do Projeto Etapa 2, mas caso ocorra geração, a PETROBRAS apresentará à CGPEG/DILIC/IBAMA um pedido de anuência junto com informações adicionais que se façam necessárias.

#### II.2.4.2.1.1.9 - Sistema de Aquecimento da Planta de Processo

O FPSO BW Cidade de São Vicente possui aquecedores tipo casco/tubo com o objetivo de proporcionar ao fluido proveniente do poço o calor necessário para o alcance da temperatura ideal à separação óleo/água. O fluido é aquecido nas caldeiras do FPSO.

#### II.2.4.2.1.1.10 - Sistema de Fornecimento de Água

A água industrial utilizada no FPSO Cidade de São Vicente será captada do mar por um sistema projetado para atender as demandas de água de serviço, água para o sistema de combate a incêndio e água industrial.

O sistema de captação é composto por bombas de captação, trocadores de calor, tanques de expansão, caixas de mar e circuitos de consumo. A temperatura de entrada no sistema corresponde à temperatura da água a 15 m de profundidade, com o limite máximo de 32 °C.

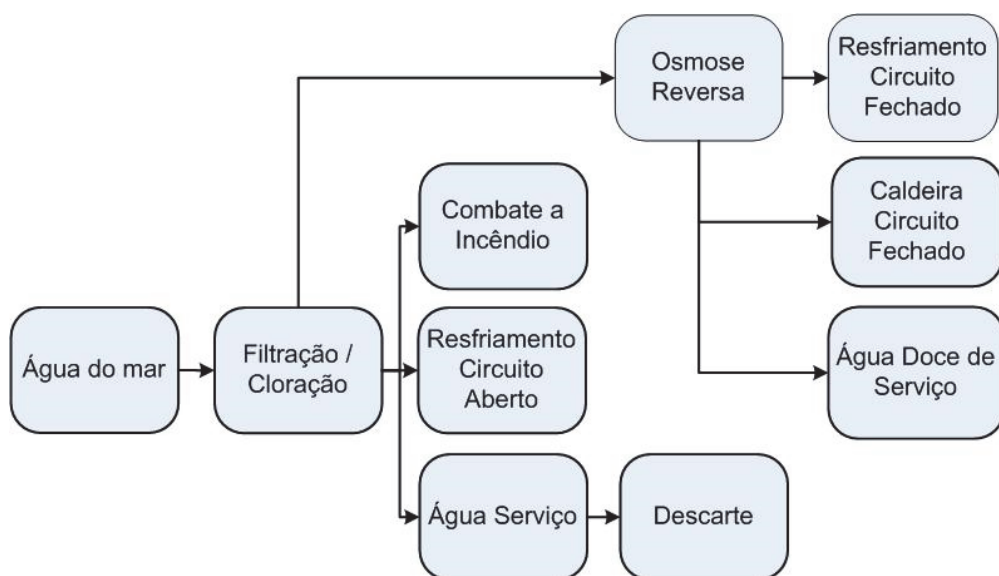
O sistema possui duas bombas principais de água do mar para resfriamento, cada uma com capacidade de 1.350 m<sup>3</sup>/h, uma bomba para resfriamento do óleo que vai para armazenamento nos tanques de carga (1.600 m<sup>3</sup>/h), duas bombas para resfriamento da planta de processo (400 m<sup>3</sup>/h) e uma bomba de água de resfriamento do *scrubber* de gás inerte (230 m<sup>3</sup>/h).

Para evitar a incrustação, o sistema de captação é equipado com uma unidade de tratamento eletrocloração que previne o crescimento de vida marinha nos dutos, onde cada caixa de mar possui um sistema independente.

Após a captação, a corrente de água do mar passa por um sistema de filtração simples e cloração para evitar o surgimento e proliferação de bactérias. A água salgada será direcionada para:

- Subsistemas de combate a incêndio;
- Unidade de Dessalinização – consumo interno de água de serviço na plataforma (inclusive água para limpeza);
- Sistemas sanitários, alimentados por água do mar;
- Sistema de resfriamento - circuito aberto;
- Alimentação de água clorada para o resfriamento das carcaças das bombas de serviços gerais e de emergência (consumo contínuo);
- Sistema de produção de água doce (osmose reversa) que será utilizada no sistema em circuito fechado de água de resfriamento e no sistema em circuito fechado de água de aquecimento da planta e como água doce de serviço.

A **Figura II.2.4.2.1.1.10-1** apresenta um diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas atendidos.



**Figura II.2.4.2.1.1.10-1** - Diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas atendidos no FPSO BW Cidade de São Vicente

#### II.2.4.2.1.1.10.1 - Sistema de Água de Resfriamento - Circuito Aberto

A água do mar é utilizada para resfriamento dos geradores a diesel, do sistema de água de resfriamento em circuito fechado. Esta água não tem a adição de nenhum produto químico nem o contato com fluidos manuseados pela planta

de produção. Após circular pelos sistemas do FPSO, a água é descartada no mar seguindo a legislação vigente.

#### *II.2.4.2.1.1.10.2 - Sistema de Água de Resfriamento - Circuito Fechado*

O sistema de resfriamento fechado alimentará os principais consumidores: compressor de ar de instrumentos e serviço, resfriadores dos turbogeradores, unidades de ar condicionado, resfriamento de mancais, e outros.

No FPSO BW Cidade de São Vicente, a circulação de água doce na planta será realizada por 2 bombas com vazão de aproximadamente 240 m<sup>3</sup>/h (5.760 m<sup>3</sup>/dia) cada.

#### *II.2.4.2.1.1.10.3 - Sistema de Água Doce de Serviço*

A água do mar também é direcionada para um sistema de osmose reversa para reduzir a salinidade da água do mar, que será utilizada nos circuitos fechados de resfriamento e aquecimento e como água doce de serviço.

A produção de água doce de serviço será realizada pelo sistema de dessalinização por destilação a vácuo e posterior tratamento através de cloração, mineralização e esterilização.

A água doce gerada no sistema de osmose reversa será suficiente para suprir as necessidades de todas as operações realizadas na unidade, tais como chuveiros, banheiros, limpeza e uso geral.

#### *II.2.4.2.1.1.10.4 - Sistema de Água de Aquecimento*

O sistema de água quente de processo destina-se aos seguintes principais consumidores: aquecedores de produção, aquecedores dos sistemas de gás combustível de alta e baixa e unidade de dessalinização. O calor necessário ao aquecimento da água será fornecido pelo vapor gerado na caldeira.

A caldeira também produzirá vapor para o acionamento das bombas de *offloading*, fornecendo fluido térmico para os pré-aquecedores de óleo e para as bombas dos tanques de carga.

#### II.2.4.2.1.1.10.5 - Sistema de Água Potável

Para o consumo humano será utilizada água mineral engarrafada.

#### II.2.4.2.1.1.11 - Sistema de Geração de Energia

O sistema de geração de energia do FPSO BW Cidade de São Vicente consiste de dois turbogeradores a vapor de 900 kW, sendo um reserva. O FPSO também possui 3 geradores auxiliares a diesel, de 715 kW e um gerador de emergência.

O vapor será produzido na caldeira, localizada no *deck* principal, equipada com um sistema de tratamento de condensado e um sistema de abastecimento de água. Com capacidade de 25 t/h, sendo operada a gás ou a diesel, essa caldeira produzirá vapor para o acionamento das bombas de *offloading*, fornecendo fluido térmico para os pré-aquecedores de óleo e para as bombas dos tanques de carga.

A caldeira, quando operada a diesel, consumirá aproximadamente 1,2 t/h e quando operada a gás atingirá um consumo máximo de 35.700 Nm<sup>3</sup>/d.

Antes do início e da estabilização da produção de gás, ou em situações de emergência, a caldeira principal utilizará óleo diesel para seu funcionamento.

#### II.2.4.2.1.1.12 - Guindastes

A embarcação possui dois guindastes que cobrem toda a área do *deck* principal, sendo um de 18 t e o outro de 7 t.

#### II.2.4.2.1.1.13 - Acomodações

As acomodações localizam-se na popa da embarcação e têm capacidade para 83 pessoas em 46 cabines, sendo 9 simples e 37 duplas.

Ressalta-se que apesar da embarcação possuir acomodações para 83 pessoas, o número máximo de tripulantes a bordo será de 80 pessoas, visto ser esta a capacidade total das baleeiras.

A unidade possui salas de escritórios, salas de reunião, sala de *briefing*, enfermaria provida de dois leitos, cozinha industrial, auditório, despensa para mantimentos, lavanderia, câmaras frigoríficas, cabines telefônicas, sala de telecomunicações, sala de controle e sala de painéis.

#### II.2.4.2.1.2 - FPWSO *Dynamic Producer*

O FPWSO *Dynamic Producer* será utilizado em 3 TLDs do Projeto Etapa 2: NE de Tupi, Franco NW e Franco Leste.

Assim como o FPSO BW Cidade de São Vicente, o FPWSO *Dynamic Producer* conjugará atividades de processamento primário da produção, de estocagem e de transferência de óleo para navios aliviadores.

Provida de um sistema de posicionamento dinâmico, essa unidade não requer sistema de ancoragem durante a instalação e operação da atividade. Além disso, este FPSO possui um sistema de propulsão que permite o seu deslocamento para a próxima locação utilizando meios próprios.

A ligação do poço às facilidades de produção da plataforma é realizada por uma sonda, localizada à meia nau, utilizando-se um *riser* rígido (EPR - *Early Production Riser System*) do próprio FPWSO *Dynamic Producer*, conforme descrito no **subitem II.2.4.6 - Descrição do Sistema Submarino**.

O FPWSO *Dynamic Producer* foi construído/convertido em FPSO em Cingapura (Malásia) e chegou ao Brasil em outubro/2010.

As principais características deste FPSO estão listadas no **Quadro II.2.4.2.1.2-1**.

**Quadro II.2.4.2.1.2-1 - Características Gerais do FPWSO *Dynamic Producer*.**

Características	Descrição
Nome	FPWSO <i>Dynamic Producer</i>
Ancoragem	Não há (Posicionamento Dinâmico)
Comprimento Total	257,00 m
Boca moldada	46,00 m
Pontal (Altura até convés principal)	22,20 m
Borda livre	14,8 a 8,8 m
Peso leve	69.321 t
Calado médio	14,39 m



Características	Descrição
Altura do Flare (a partir do deck)	45,0 m acima do deck principal
Capacidade óleo total dos tanques de Guindastes	482.224 barris (76.665 m <sup>3</sup> ) 4 guindastes, com capacidades de 15 t (a 19,5 m), 15 t (a 43 m), 5 t (a 43 m) e 5 t (a 35 m)
Sistema de geração de energia	4 turbogeradores gás/diesel Solar modelo Taurus 60 de 4.500 kW. 4 geradores diesel Wartzila modelo 16V26 de 4.500 kW; 2 geradores diesel de 6.500 kW 1 gerador de emergência de 1360 kW modelo 3512 B DITA
Unidade de Tratamento de Esgotos	Tipo: Hamworthy Super Trident ST4A (uma unidade) Princípio de tratamento: lodo ativado com sistema suspensa Capacidade total: 20,83 m <sup>3</sup> /d de aeração
Capacidade de produção	1 poço produtor (produzindo por surgência Capacidade de processar 30.000 bpd e 1,0 MM m <sup>3</sup> /d de gás natural)
Capacidade de alojamento	126 pessoas
Heliponto	Formato circular, situado na popa, diâmetro de 25,2 m, peso máximo admissível de 12 t.
Salvagem	3 baleeiras "free fall" com capacidade para 40 pessoas cada. 11 botes de resgate com capacidade para 20 pessoas cada.

#### II.2.4.2.1.2.1 - Casco

O FPWSO *Dynamic Producer* possui fundo duplo, com tanques laterais dedicados a lastro, tanto a bombordo quanto a boreste. Os tanques centrais serão destinados ao armazenamento de óleo.

O sistema de posicionamento dinâmico é composto de quatro *thrusters* azimutais e três *thrusters* tipo túnel, sendo dois na proa e um na popa. À meia nau situam-se o *moonpool* e a estrutura da sonda, que é equipada com as facilidades para permitir a intervenção no poço produtor.

O FPWSO *Dynamic Producer* está dimensionado para atender as necessidades operacionais da PETROBRAS (carga de convés, estabilidade, capacidade de armazenamento, movimentos, etc.) e atende aos requisitos de Regra da Sociedade Classificadora *Det Norske Veritas* (DNV), além de Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo país de registro.

Para garantir a vida útil do FPWSO *Dynamic Producer* durante as atividades dos TLDs da PETROBRAS, durante a conversão do casco foram realizadas verificações de esforços globais e de fadiga no casco, considerando a ação de ondas, ventos e correntezas típicas da Bacia de Santos, bem como foram

estabelecidas especificações para todos os materiais estruturais utilizados na reformulação do casco.

O convés principal foi reforçado nas estruturas da planta de produção, suporte dos *risers*, heliponto, guindaste e área de popa (componentes do sistema de *offloading*). A seleção do aço utilizado na estrutura do casco foi determinada de acordo com requerimentos e regulamentações, considerando as conexões estruturais, espessura do material, composição dos fluidos e temperatura mínima projetada.

#### II.2.4.2.1.2.2 - Tanques

A estocagem de óleo no FPWSO *Dynamic Producer* pode ser realizada em até quatro tanques, dispostos ao centro da embarcação, que juntos perfazem uma capacidade total de 482.224 barris (76.665 m<sup>3</sup>), porém como o FPSO trabalha com calado constante de 10 m, esta tancagem fica limitada a 300.000 barris (47.696 m<sup>3</sup>).

Além dos tanques citados, essa unidade possui tanques específicos para óleo (diesel, combustível e lubrificante), *slop* e água (potável, industrial e de lastro), cujas capacidades encontram-se definidas na **Tabela II.2.4.2.1.2.2-1**.

O FPSO não possui tanques de querosene de aviação, pois não há operações de abastecimento.

**Tabela II.2.4.2.1.2.2-1 - Relação dos tanques do FPWSO *Dynamic Producer***

Identificação do Tanque	Produto que armazena	Capacidade*	
		m <sup>3</sup>	Barris*
Tanque nº 1 (central)	Óleo cru	22.531,8	141.725,03
Tanque nº 2 (central)		22.820,1	143.538,44
Tanque nº 3 (central)		10.738,8	67.547,06
Tanque nº 4 (central)		20.574,4	129.412,99
<b>Capacidade total de armazenamento de óleo</b>	-	<b>76.665,1</b>	<b>482.223,52</b>
Tanque de <i>Slop</i> (BB) nº 1	Água e óleo	1.955,8	12.301,98
Tanque de <i>Slop</i> (BE) nº 2		1.981,5	12.463,64
Tanque Praça máquinas BB	Água industrial	212	1.333,44
Tanque Praça máquinas BE		212	1.333,44
Tanque Sala utilidades BB		441	2.773,80

Identificação do Tanque	Produto que armazena	Capacidade*	
		m³	Barris*
Tanque Sala utilidades BE		1.766	11.107,79
Tanque do Pico de Proa	Água de Lastro	6.605,9	41.551,11
Tanque Duplo Fundo nº 1		9.997,6	62.884,91
Tanques Laterais nº 2A (BE+BB)		6.044,5	38.019,91
Tanques Laterais nº 2B (BE+BB)		9.151,8	57.564,83
Tanque Duplo Fundo nº 2		12.801,4	80.520,81
Tanque Duplo Fundo nº 3		4.730,8	29.756,73
Tanques Laterais nº 4 (BE+BB)		7.207,5	45.335,18
Tanque Duplo Fundo nº 4		12.104,8	76.139,20
Tanque de Pico de Popa		1.538,6	9.677,79
Tanque Lateral na Praça de Máquinas		Óleo Combustível	1.435,1
Tanque Diário na Praça de Máquinas	94		591,26
Tanque de Flotação na Praça de Máquinas	110,4		694,42
Tanques de Rejeitos de Óleo Combustível	11,6		72,96
Tanques de Diesel na Praça de Máquinas (D.B Tank, Deep Tank e Day Tank)	Óleo Diesel	442,6	2.783,95
Tanque de Diesel - <i>Moonpool</i>		1.247	7.843,63
Tanque de Diesel - <i>Mud Pit</i>		48	301,92
Tanque de água -St. Gear Plataform	Água Potável	416,5	2.619,79
Tanque de água - <i>Moonpool</i>		432,8	2.722,31
Tanques de Lubrificante para as máquinas principais	Óleo Lubrificante	227,2	1.429,09
Tanques de Rejeitos de Óleo Lubrificante		12,8	80,51

\*Os valores apresentados são referentes a 98% da capacidade total de armazenamento do FPWSO *Dynamic Producer*.

Todos os tanques de armazenamento de óleo possuem sistemas medidores de nível. Estes tanques são mantidos pressurizados com gás inerte e o teor de oxigênio é monitorado. Este sistema previne a formação de vácuo e de atmosferas inflamáveis e explosivas. Os tanques de carga (óleo cru) e lastro têm acessos que permitirão inspeção interna quando estiverem vazios.

O FPWSO *Dynamic Producer* também conta com um sistema de limpeza que funcionará a partir de máquinas posicionadas nos tanques de carga. O efluente gerado nestas operações de limpeza será encaminhado aos tanques de *slop*.

Os tanques de *slop* recebem água proveniente do tanque de drenagem aberta (drenagem aberta do nível superior do FPSO), águas da drenagem do convés, águas de lavagens de tanques, além das águas provenientes das bandejas de drenagem dos equipamentos da produção.

As tubulações dos tanques de carga, lastro e resíduos são individualizadas para evitar o contato entre os diferentes fluidos.

#### II.2.4.2.1.2.3 - Sistema de Gás Inerte (SGI)

A principal razão para a instalação do sistema de gás inerte é minimizar perigo de incêndio ou explosão nos tanques de armazenamento de carga por eliminação do oxigênio na superfície livre desses tanques.

O método de proteção por meio de gás inerte consiste em isolar completamente esses tanques de armazenamento da atmosfera, mantendo uma pressão positiva por injeção de gás inerte para evitar a entrada de oxigênio nos tanques. As válvulas de alívio livres são os únicos meios de abertura dos tanques para atmosfera, a fim de controlar a pressão interna desses tanques.

O gás inerte usado no FPWSO é produzido no gerador bi combustível que tem a capacidade nominal de 10.800 m<sup>3</sup>/h.

A unidade é operada manualmente e tem alarmes de falha, alto teor de oxigênio e baixa pressão de gases inertes. Na descarga são produzidos dois gases (CO<sub>2</sub> e N<sub>2</sub>) e um resíduo de oxigênio com teor máximo de 3,5%.

O gás é resfriado e limpo com água do mar na própria unidade de queima. Em seguida, ele é distribuído para os tanques de carga através de uma rede de tubulação.

Antes das operações de carregamento, os tanques de carga são pressurizados com gás inerte e à medida que eles são carregados, o gás inerte existente é expelido pelas válvulas de alívio, mantendo a pressão constante no interior dos tanques com a superfície livre inertizada.

Durante as operações de descarregamento (*offloading*), o líquido é bombeado dos tanques enquanto o gás inerte é injetado, para manter uma pressão positiva e evitar a entrada de ar (oxigênio) no interior dos mesmos.

#### II.2.4.2.1.2.4 - Sistema de Lastro

Durante a transferência de petróleo do FPWSO *Dynamic Producer* para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenagem é reduzido,

diminuindo-se assim, gradualmente, o calado da embarcação. Para manter a estabilidade e o controle de esforços no FPSO, torna-se necessária, eventualmente, a operação da bomba de lastro, captando água do mar e bombeando-a para os tanques de lastro, conforme a necessidade da operação.

O sistema de lastro é totalmente isolado do sistema de armazenagem do petróleo e seus tanques e bombas são independentes. Como não há nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo, o sistema não é considerado uma fonte de efluentes.

A unidade contém dezesseis tanques de lastro e três bombas de lastro, duas na casa de bombas e uma no compartimento. do *thruster* do túnel de vante. Este sistema é utilizado para manter o lastro constante com apenas 02 bombas operando e a terceira bomba de reserva.

Vale destacar que caso haja necessidade de transporte do FPSO para entrada ou saída do país, serão implementadas medidas regidas internacionalmente pela IMO (*International Maritime Organization*) de forma a evitar a introdução de espécies exóticas, via água de lastro, no meio onde forem realizadas as atividades.

#### II.2.4.2.1.2.5 - *Planta de Processamento da Produção*

A planta de processamento do FPWSO *Dynamic Producer* tem capacidade para processar 30.000 bpd e 1,0 MM Nm<sup>3</sup>/d de gás.

A planta de processamento da produção possui os recursos necessários para a separação inicial dos fluidos advindos dos poços. O módulo de processamento e os módulos auxiliares estão localizados em áreas abertas do convés, expostos à ventilação natural. A planta de processamento primário dos fluidos produzidos foi projetada considerando-se as propriedades físico-químicas do fluido oriundo dos poços objeto dos TLDs que serão realizados pelo FPWSO *Dynamic Producer*.

Da mesma forma que o FPSO BW Cidade de São Vicente, o projeto da planta de processamento do *Dynamic Producer* permite a separação do óleo, gás e água, o tratamento e estabilização do óleo e o eventual tratamento da água produzida.

Ressalta-se que também não está prevista a geração de água produzida durante os TLDs do Projeto Etapa 2 realizados com o FPWSO *Dynamic Producer*. Contudo, caso ocorra geração, a PETROBRAS apresentará à CGPEG/DILIC/IBAMA um pedido de anuência junto com informações adicionais que se façam necessárias.

Para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como manter a integridade das instalações, a unidade é dotada de um sistema de injeção de produtos químicos, como desemulsificantes, antiespumante, inibidor de incrustação, inibidores de corrosão e polieletrólitos.

Os sistemas primários associados com as facilidades de processo de produção de óleo e gás no FPWSO *Dynamic Producer* são semelhantes ao FPSO BW Cidade de São Vicente e encontram-se listados a seguir:

- Sistema de Processamento de Óleo;
- Sistema de Tratamento de Gás.

#### II.2.4.2.1.2.6 - Sistema de Separação de Óleo e Gás

O sistema de separação de óleo e gás é composto por vaso degaseificador; trocador aproveitador de calor da água; trocador aproveitador de calor do óleo; trocador aquecedor de produção; separador trifásico de produção; tratador eletrostático; tratador eletrostático; separador atmosférico; bombas de carga; tratamento de gás combustível; vasos da tocha; sistema de tocha (*flare*).

A planta de processo do FPWSO *Dynamic Producer* é baseada em separadores horizontais (gravitacional e atmosférico) e desidratadores eletrostáticos. O sistema de produção possui um trem de produção, contendo sequencialmente o *manifold* de produção, um degasser, os permutadores (pré-aquecedor e aquecedor), separador gravitacional, tratador de óleo, resfriador de óleo e separador atmosférico (*surge tank*).

A desestabilização de emulsões pela ação do calor é realizada pelos Aquecedores de Produção (água quente/óleo produzido) precedidos pelos Pré-Aquecedores (óleo produzido/água produzida) cuja função é reduzir a carga de aquecimento dos aquecedores principais. É ainda injetado produto químico tipo

desemulsificante à montante dos separadores a fim de auxiliar na desestabilização da emulsão.

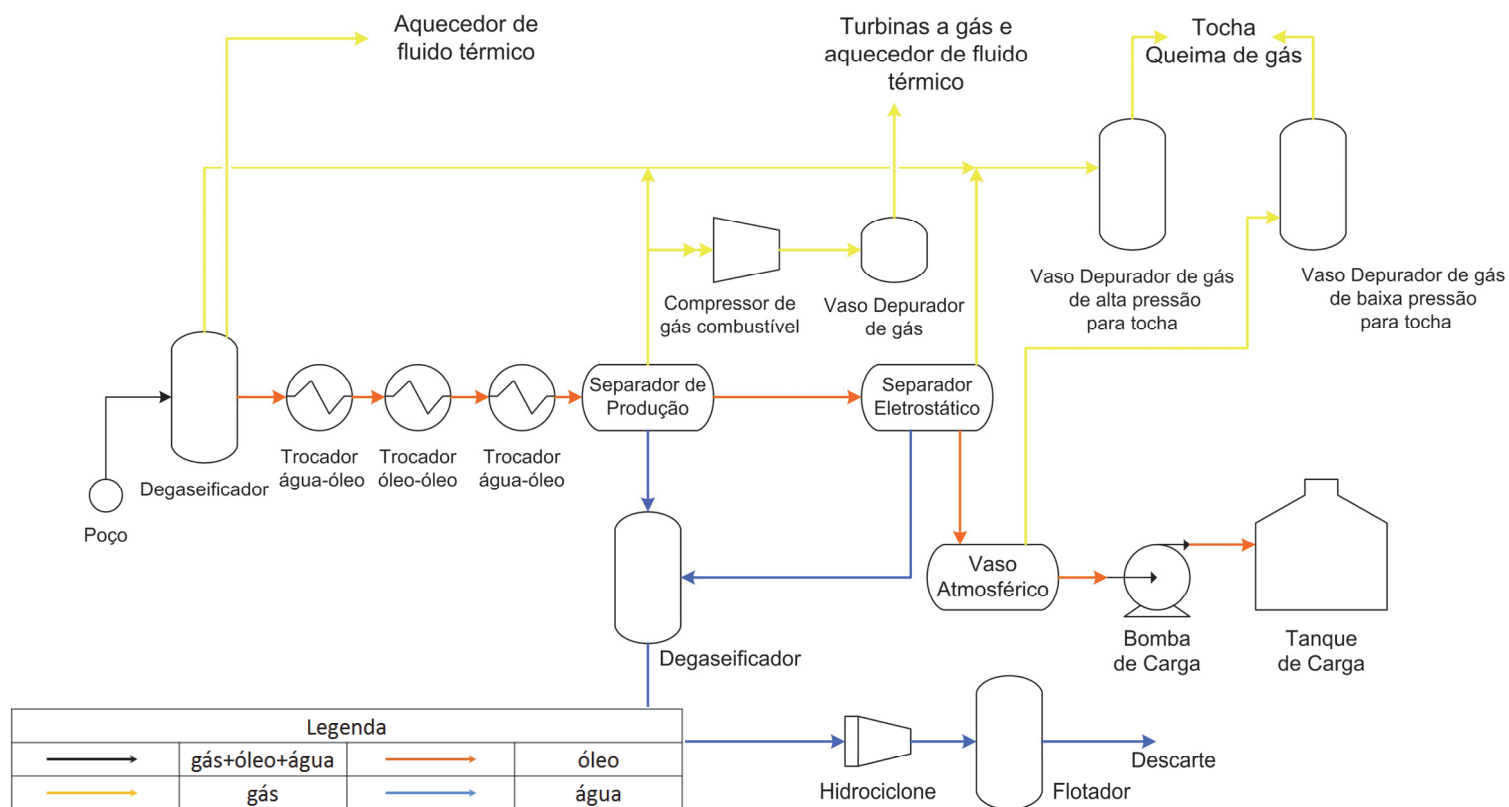
O óleo separado segue para o tratador eletrostático onde é realizada a máxima separação de salinidade e conteúdo de água (BSW) presentes no mesmo. O óleo desidratado é resfriado no *Oil Cooler* por água do sistema fechado de água de resfriamento da planta de processo. O óleo é então estabilizado no Separadore Atmosférico (onde são removidos traços de gás) seguindo por bombeamento para os tanques de carga para armazenamento e posterior transferência (*offloading*).

A planta de produção possui ainda um Separador de Teste (*start-up well*) precedido também por um Aquecedor. Este separador bifásico é utilizado nas operações de abertura ou verificação de vazão de um poço específico.

As pressões de operação do sistema de processamento são ajustadas em função do melhor desempenho dos equipamentos de acordo com a produção no momento e por isso, sofrem variações. Elas são balizadas pela pressão de projeto que, por sua vez, são referência para a pressão de abertura das válvulas de segurança.

Não está prevista a geração de água produzida nos TLDs, porém o FPSO dispõe de sistema de tratamento e, caso seja gerada água produzida, a PETROBRAS apresentará à CGPEG/DILIC/IBAMA um pedido de anuência junto com informações adicionais que se façam necessárias.

A interligação desses equipamentos pode ser observada na **Figura II.2.4.2.1.2.6-1**.



**Figura II.2.4.2.1.2.6-1 - Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo, gás e água produzida (que não está prevista geração) no FPWSO Dynamic Producer**



#### II.2.4.2.1.2.7 - Sistema de Tratamento de Gás

O processamento do gás se inicia na separação de gás no degaseificador (*degasser*), um separador bifásico gás/líquido, onde separará o gás mais rico para enviá-lo aos queimadores do sistema de óleo térmico, para o aquecimento deste. O excesso será queimado nos queimadores da tocha.

A segunda etapa de processamento do gás será o gás produzido e separado dentro da planta de processo. O tratamento do gás produzido consiste na separação, resfriamento, compressão e desidratação do gás que será utilizado pelos turbogeradores.

Uma vez separado, o gás será resfriado através do sistema de resfriamento por água doce. Em seguida, será encaminhado para o vaso depurador para retirada de condensado.

Em seguida, o processamento deste gás consiste no direcionamento para unidade de compressão que compreende um compressor com um estágio de compressão.

Depois da unidade de compressão, o trocador de calor resfria o gás comprimido através do sistema fechado de água doce de resfriamento. Após o resfriamento, o gás é enviado à unidade de desidratação para remoção de líquido condensado. Esta unidade consiste de um vaso separador de condensados com *demister - scrubber*, para a remoção das partículas líquidas. A remoção de líquido visa evitar corrosão das paredes do header de gás e demais equipamentos além de evitar a formação futura de hidratos nas linhas.

Após passar pelo vaso de separação de condensado de alta pressão, o gás é aquecido para estar nas condições ideais de alimentação da unidade de tratamento de gás para as turbinas. Este aquecimento é realizado por um trocador de calor óleo térmico/gás.

Uma linha de gás de purga à jusante do vaso separador de condensado é enviada para alimentação dos seguintes equipamentos: desaerador (tratamento de água para injeção), *degasser* e vaso de *slop*, unidades de flotação e flare.

O gás removido nos separadores atmosféricos (gás de baixa pressão) é enviado diretamente ao sistema de queimadores do flare de baixa pressão.

As pressões de operação do sistema de processamento de gás são ajustadas em função do melhor desempenho dos equipamentos de acordo com a produção no momento. Por isso, sofrem variações. Elas são balizadas pela pressão de projeto que, por sua vez, são referência para a pressão de abertura das válvulas de segurança.

Os equipamentos da planta de processos possuem sistemas de depressurização automáticos para proteção. Os gases oriundos desses sistemas são coletados por uma rede de tubulações que os direciona para o coletor adequado.

O sistema de flare é dividido em dois sistemas coletores: baixa pressão e alta pressão.

A função do sistema é permitir o alívio e a queima dos gases de forma a evitar a formação de atmosfera contaminada ou explosiva.

Os gases provenientes da planta de processo e de outros sistemas de alívio são recuperados nos respectivos headers coletor. Cada header é conectado a um vaso coletor, a fim de recolher todas as partículas líquidas antes de seguir para a torre. O líquido acumulado nos vasos é bombeado através do sistema de drenagem classificada fechada para o tanque de slop do DPI através de bombas centrífugas.

O gás isento de líquido é encaminhado para o manifold do flare, de onde escoam para os queimadores de alta ou baixa pressão.

Os sistemas do flare são ambos de um estágio, ambos constituídos por um queimador sônico e o sistema de Baixa Pressão é composto por queimadores multflare.

O sistema de flare é provido de um sistema automático de ignição, que acende a chama do piloto através de centelhamento. A linha do piloto é alimentada por uma mistura de ar e gás na proporção adequada para a queima.

#### *II.2.4.2.1.2.8 - Sistema de Tratamento de Água Produzida*

Não está previsto a geração de água produzida nos TLDs, caso seja gerada água produzida, a PETROBRAS apresentará à CGPEG/DILIC/IBAMA um pedido de anuência junto com informações adicionais que se façam necessárias.

Caso seja gerada, poderá ser realizado tratamento no FPSO, que possui sistema adequado para tratamento deste efluente (sistema descrito no **subitem II.2.4.13.2 - Água de Produção**).

#### II.2.4.2.1.2.9 - Sistema de Aquecimento da Planta de Processo

O FPWSO *Dynamic Producer* possui aquecedores tipo casco/tubo com o objetivo de proporcionar ao fluido proveniente do poço, o calor necessário para o alcance da temperatura ideal à separação óleo/água. O fluido térmico é aquecido nas caldeiras do FPSO.

O vapor será produzido na caldeira, localizada no *deck* principal, equipada com um sistema de tratamento de condensado e um sistema de abastecimento de água. Sendo operada a gás ou a diesel, a caldeira produzirá vapor para o acionamento das bombas de *offloading*, fornecendo fluido térmico para os pré-aquecedores de óleo e para as bombas dos tanques de carga.

Antes do início e da estabilização da produção de gás, ou em situações de emergência, a caldeira principal utilizará óleo diesel para seu funcionamento.

#### II.2.4.2.1.2.10 - Sistema de Fornecimento de Água

A sucção de água do mar é feita através de duas caixas de mar localizadas em cada uma das salas de utilidades por meio de bombas elétricas de captação do tipo centrífuga vertical.

O propósito do sistema de captação e distribuição de água salgada é prover a água do mar para o resfriamento dos Diesel Geradores, Planta de Processo, Planta de *Drilling*, Sistema de água do mar para combate a Incendio e para os sistemas de utilidades (Unidade de Eletrocloração, Unidade de Tratamento de Esgoto e Unidade de dessalinização). Depois de atender aos sistemas acima, a água retorna então ao mar.

A água doce gerada no sistema de dessalinização ou recebida por rebocadores é utilizada para uso nos banheiros e industrial.

O sistema é formado pelos principais equipamentos listados no **Quadro II.2.4.2.1.2.10-1**.

**Quadro II.2.4.2.1.2.10-1 – Principais equipamentos do sistema de fornecimento de água**

Equipamento	Quantidade	Vazão / Capacidade
Unidade de Eletrocloração	1	2 x 8kg/h de cloro a 800 ppm
Bombas de captação	4	1012 m <sup>3</sup> /h x 2,5 bar cada
Bomba de Combate a Incendio	2	900 m <sup>3</sup> /h x 12 bar cada
Unidade de dessalinização	2	30 m <sup>3</sup> /dia cada

**II.2.4.2.1.2.10.1 - Sistema de Água de Resfriamento - Circuito Aberto**

A água do mar é utilizada para resfriamento dos geradores a diesel, do sistema fechado de refrigeração, da planta de processo, do sistema de combate a incêndio e de sistemas de utilidades, tais como eletrocloração e Unidade de Tratamento de Esgoto. Após circular pelos sistemas do FPSO, a água é descartada no mar em temperatura inferior a 40 °C.

**II.2.4.2.1.2.10.2 - Sistema de Água de Resfriamento - Circuito Fechado**

O sistema de água de resfriamento tem o objetivo de receber a energia térmica em excesso das correntes de processo. O sistema é fechado, utilizando água doce. A água doce de resfriamento aquecida que retorna do processo é resfriada nos trocadores de placas. A água captada do mar é usada como fluido refrigerante para resfriar essa água doce de resfriamento.

A principal demanda de água de resfriamento ocorre nos diesel geradores; os demais usuários são o gás chiller do compressor de gás e o gás cooler da planta de processo. O sistema de água de resfriamento dos diesel geradores é independente do sistema de água de resfriamento da planta de processo, para evitar a presença de hidrocarbonetos na água que circula na área classificada. Um sistema fornece a água de resfriamento para os equipamentos localizados na área classificada e o segundo para os equipamentos em áreas não classificadas.

No FPWSO *Dynamic Producer*, a circulação de água doce na planta (área classificada) ocorrerá por 2 bombas de 3.240 m<sup>3</sup>/dia cada (sendo uma reserva). A circulação de água para os geradores a diesel (área não classificada) haverá 4 bombas de 7.680 m<sup>3</sup>/dia cada (sendo uma reserva).

### II.2.4.2.1.2.10.3 - Sistema de Água Doce de Serviço

A água produzida pelos geradores de água doce do tipo osmose reversa é enviada para os tanques de armazenamento de água doce. O armazenamento é feito em dois tanques estruturais, situados na praça de máquinas.

Para o recebimento de água doce de embarcações de apoio, existe uma tomada com conexão universal para mangueiras nas estações de recebimento, localizadas no convés principal junto das demais tomadas de recebimento.

A distribuição de água doce é feita através de bombas de transferência de água doce, aspirando dos tanques de armazenamento e descarregando para os mesmos ou para os tanques hidróforos de água doce e destes últimos para os diversos consumidores.

O sistema é formado pelos principais equipamentos listados no **Quadro II.2.4.2.1.2.10.3-1**.

**Quadro II.2.4.2.1.2.10.3-1 – Principais equipamentos do sistema de osmose reversa**

Equipamento	Quantidade	Vazão / Capacidade
Gerador de água doce do tipo osmose reversa	2	30 m <sup>3</sup> /dia cada
Unidade esterilizadora silver/ion	1	12 m <sup>3</sup> /h
Bomba de Transferencia de água doce	1	12 m <sup>3</sup> /h
Tanque Hidróforo de água doce	2	1 de 3m <sup>3</sup> 1 de 2m <sup>3</sup>
Unidade esterilizadora ultra violeta	1	12 m <sup>3</sup> /h
Bomba de água potável do tanque hidroforo	2	12 m <sup>3</sup> /h cada

A produção de água potável é suficiente para suprir as necessidades de todas as operações realizadas na unidade, tais como chuveiros, banheiros e limpeza em geral.

### II.2.4.2.1.2.10.4 - Sistema de Água de Aquecimento

O sistema de água quente de processo destina-se aos seguintes principais consumidores: aquecedores de produção, aquecedores dos sistemas de gás

combustível de alta e baixa e unidade de dessalinização. O calor necessário ao aquecimento da água será fornecido pelo vapor gerado na caldeira.

A caldeira também produzirá vapor para o acionamento das bombas de *offloading*, fornecendo fluido térmico para os pré-aquecedores de óleo e para as bombas dos tanques de carga.

#### II.2.4.2.1.2.10.5 - Água Doce Potável

Para o consumo humano será utilizada água mineral engarrafada, fornecida ao FPSO pelas embarcações de apoio.

#### II.2.4.2.1.2.11 - Sistema de Geração de Energia

Esse sistema é responsável pelo suprimento de energia para a planta de processo, para os sistemas de lastro, *offloading* e gás inerte, bem como para iluminação da plataforma e das acomodações.

O sistema de geração de energia da embarcação do FPSO *Dynamic Producer* possui duas fontes independentes de alimentação: conjunto de 4 turbogeradores bicombustível (gás/diesel) de 4.500 kW e conjunto de 4 geradores a diesel de 4.500 kW e 2 geradores a diesel de 6.500 kW. Há também 1 gerador de emergência de 1.360 kW.

A unidade ainda é provida de conjuntos de baterias (no breaks estáticos) que garantem o funcionamento de alguns sistemas vitais para segurança da plataforma que não podem sofrer interrupção em sua alimentação quando da queda da geração principal e posterior entrada ou falta da geração de emergência, tais como:

- Detecção de gás e incêndio;
- Combate a incêndio por água e CO<sub>2</sub>;
- Parada de emergência;
- Iluminação de emergência;
- Luzes de auxílio a navegação;
- Luzes de obstáculo aéreo;
- Telecomunicações e intercomunicadores;
- Alarme manual e automático visual e sonoro;

- Painel de controle do gerador de emergência;
- Painel de controle da bomba de incêndio;
- Equipamentos que compõem o sistema de controle e intertravamento;

#### II.2.4.2.1.2.12 - Guindastes

A embarcação é dotada de quatro guindastes, que cobrem toda a área do *deck* principal, com capacidades que variam de acordo com a altura do braço: 15 t (a 19,5 m), 15 t (a 43 m), 5 t a (43 m) e 5 t (a 35 m).

#### II.2.4.2.1.2.13 - Acomodações

As acomodações localizam-se na popa da embarcação, possuindo capacidade para 126 pessoas. As cabines têm três padrões distintos, sendo 4 cabines executivas com escritório, 3 cabines exclusivas e 49 cabines duplas.

A unidade possui salas de escritórios, salas de reunião, sala de *briefing*, enfermaria provida de dois leitos, cozinha industrial, auditório, despensa para mantimentos, lavanderia, câmaras frigoríficas, cabines telefônicas, sala de telecomunicações, sala de controle e sala de painéis.

#### II.2.4.2.2 - FPSOs dos Desenvolvidos de Produção (DPs)

Para a Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Projeto ETAPA 2, alguns dos FPSOs serão construídas integralmente no Brasil e outras terão a conversão do casco fora do país com a integração dos módulos em estaleiros brasileiros.

Devido ao estágio construtivo avançado do FPSO Cidade de Ilhabela, que será utilizado no DP de Sapinhoá Norte, este será o FPSO descrito no presente estudo, pois apresenta dados definitivos do empreendimento e informações mais completas necessárias para a elaboração do EIA.

Todos os FPSOs dos DPs do Projeto Projeto ETAPA 2 serão semelhantes quanto ao tamanho, planta de processamento, geração de energia, capacidade de produção de óleo e gás, geração de efluentes, resíduos e emissões atmosféricas.

O detalhamento dos demais FPSOs será disponibilizado ao IBAMA quando da solicitação da licença de instalação específica de cada empreendimento.

#### II.2.4.2.2.1 - FPSO Cidade de Ilhabela

O FPSO Cidade de Ilhabela, com conversão do casco realizada na China, terá a integração dos módulos realizada em estaleiro brasileiro. Será o FPSO utilizado para a produção de óleo e gás do DP de Sapinhoá Norte.

O FPSO Cidade de Ilhabela conjugará atividades de processamento primário de produção, de estocagem e transferência de óleo para navios aliviadores. O gás natural produzido será tratado e consumido internamente pela unidade na geração de energia e o excedente será escoado via gasoduto e/ou utilizado como método artificial de elevação via *gas lift*. O gás produzido também poderá ser reinjetado em reservatório para fins de *Enhancement Oil Recovery* (EOR). A corrente rica em CO<sub>2</sub> proveniente do sistema de remoção de CO<sub>2</sub> será injetada em Reservatório.

O **Quadro II.2.4.2.2.1-1** apresenta as principais características do FPSO Cidade de Ilhabela e a **Tabela II.2.4.2.2.1.2-1** a produção prevista de óleo e gás.

#### Quadro II.2.4.2.2.1-1 - Características Gerais do FPSO Cidade de Ilhabela.

Características	Descrição
Nome	FPSO Cidade de Ilhabela
Ancoragem	<i>Spread Mooring System</i>
Comprimento Total	331,00 m
Boca moldada	58,00 m
Pontal (Altura até convés principal)	31,8 m
Borda livre	8,590 m
Peso leve	68,488 t
Calado médio	13,7 m
Altura do <i>Flare</i> (a partir do <i>deck</i> )	107,0 m acima do <i>deck</i> principal
Capacidade total dos tanques de óleo	2.514.651 barris (399.794 m <sup>3</sup> )
Guindastes	1 guindaste de proa com capacidades de 25 t 1 guindaste a meia nau com capacidade de 15 t.



Características	Descrição
Sistema de geração de energia	4 turbo-geradores de 27,2 MW a gás e/ou diesel cada 2 geradores existentes auxiliares a diesel 1,2 MW cada 1 moto gerador a diesel de emergência de 1,8 MW.
Unidade de Tratamento de Esgotos	Tipo: Hamworthy ST13 Princípio de tratamento: Lodo ativado com sistema de aeração suspensa Capacidade total de: 20,83 m <sup>3</sup> /d
Capacidade de produção	Capacidade de processar 150.000 bpd de óleo e 6,0 MM m <sup>3</sup> /d de gás e de tratar 120.000 m <sup>3</sup> /dia de água produzida
Capacidade de alojamento	140 pessoas
Heliponto	Formato: Circular Dispõe de equipamentos para reabastecimento
Salvatagem	4 Baleeiras com capacidade para 70 pessoas cada 8 Balsas salva-vidas com capacidade para 25 pessoas cada 1 Barco resgate com capacidade para 6 pessoas

#### II.2.4.2.2.1.1 - Casco

O FPSO Cidade de Ilhabela possuirá fundo singular e será dimensionado para atender as necessidades operacionais da PETROBRAS (carga de convés, estabilidade, capacidade de armazenamento, movimentos, etc.) e os requisitos de Regra da Sociedade Classificadora, além de Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo país de registro.

Para garantir a integridade e vida útil do FPSO durante a atividade do DP de Sapinhoá Norte serão realizadas verificações de esforços globais e de fadiga no casco, considerando a ação de ondas, vento e correnteza, típicas da Bacia de Santos, e estabelecidas especificações para todos os materiais estruturais utilizados na reformulação do casco.

O convés principal será reforçado nas estruturas da planta de produção, suporte dos *risers*, heliponto, guindaste e área de popa (componentes do sistema offloading). A seleção do aço utilizado na estrutura do casco será determinada de acordo com os requerimentos e regulamentações e considerou as conexões estruturais, espessura do material, composição dos fluidos e temperatura mínima projetada.

## II.2.4.2.2.1.2 - Tanques

A estocagem de petróleo no FPSO Cidade de Ilhabela pode ser realizada em até 17 tanques de carga, dispostos no casco como tanques centrais e laterais da embarcação, que juntos perfazem uma capacidade total de estocagem de aproximadamente 2.515.000 barris (cerca de 400.000 m<sup>3</sup>).

Além destes tanques, o FPSO Cidade de Ilhabela possui tanques para água de lastro, água industrial, água potável e tanques de *slop*, de óleo combustível, diesel, lubrificante e querosene de aviação, cujas capacidades encontram-se na **Tabela II.2.4.2.2.1.2-1**.

**Tabela II.2.4.2.2.1.2-1 - Relação dos tanques do FPSO Cidade de Ilhabela**

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade	
		m <sup>3</sup>	Barris
<b>Tanques de Óleo</b>			
Tanque de Óleo nº 1 Central	Óleo	35.464	223.060
Tanque de Óleo nº 1 Bombordo	Óleo	18.616	117.094
Tanque de Óleo nº 1 Boreste	Óleo	18.616	117.094
Tanque de Óleo nº 2 Central	Óleo	33.910	213.286
Tanque de Óleo nº 2 Bombordo	Óleo	20.995	132.053
Tanque de Óleo nº 2 Boreste	Óleo	20.995	132.053
Tanque de Óleo nº 3 Central	Óleo	21.194	133.304
Tanque de Óleo nº 3 Bombordo	Óleo	23.674	148.906
Tanque de Óleo nº 3 Boreste	Óleo	23.674	148.906
Tanque de Óleo nº 4 Central	Óleo	16.955	106.643
Tanque de Óleo nº 4 Bombordo	Óleo	13.152	82.726
Tanque de Óleo nº 4 Boroeste	Óleo	26.256	165.150
Tanque de Óleo nº 5 Central	Óleo	42.387	266.614
Tanque de Óleo nº 5 Bombordo	Óleo	19.571	123.100
Tanque de Óleo nº 5 Boreste	Óleo	19.571	123.100
Tanque de Óleo nº 6 Central	Óleo	16.955	106.643
Tanque de Óleo nº 7 Central	Óleo	27.809	174.919
<b>Capacidade total de armazenamento de óleo</b>		<b>399.794</b>	<b>2.514.651</b>
Tanque de <i>Slop</i> Bombordo	Água e Óleo	5.678	35.715

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade	
		m <sup>3</sup>	Barris
Tanque de Slop Boreste	Água e Óleo	5.678	35.715
<b>Tanques de Óleo Combustível/Diesel/Lubrificante</b>			
* Tanque de Óleo Lubrificante	Óleo Lubrificante	203	1.277
* Tanque de Combustível	Óleo Combustível/Diesel	3.294	20.705
* Tanque Óleo Combustível 1	Sedimentação de Óleo Combustível	2.136	13.426
* Tanque de Óleo Combustível 2	Óleo Combustível	1.598	10.050
* Tanque de Transbordo de Óleo Combustível Boreste	Óleo Combustível	204	1.282
Tanque de Óleo Diesel 1	Óleo Diesel	255	1604
Tanque de Óleo Diesel 2	Óleo Diesel	14	88
<b>Variados</b>			
Tanque de Água destilada 1 Boreste	Água	208	1308
Tanque de Água destilada 2 Boreste	Água	220	1384
Tanque de Querosene de Aviação	Querosene de Aviação	2,9	12,58
Tanque de Querosene de Aviação	Querosene de Aviação	2,9	12,58

\* Tanques utilizados somente durante a navegação

Todos os tanques de armazenamento de óleo possuem sistemas medidores de nível. Estes tanques são mantidos pressurizados com gás inerte e o teor de oxigênio é monitorado. Este sistema funcionará para prevenir a formação de vácuo e de atmosferas inflamáveis e explosivas. Os tanques de carga (óleo cru) e lastro têm acessos que permitirão inspeção interna quando estiverem vazios.

O FPSO Cidade de Ilhabela também conta com um sistema de limpeza que funcionará a partir de máquinas posicionadas nos tanques de carga. O efluente gerado nestas operações de limpeza será encaminhado aos tanques de *slop*.

Os tanques de *slop* recebem água proveniente do tanque de drenagem aberta (drenagem aberta do nível superior do FPSO), drenagem do convés, água de lavagens de tanques, além das águas provenientes das bandejas de drenagem dos equipamentos da produção.

As tubulações dos tanques de carga, lastro e resíduos são individualizados, a fim de evitar o contato entre os diferentes fluidos.

#### II.2.4.2.2.1.3 - Sistema de Gás Inerte (SGI)

O FPSO possui uma planta para geração e tratamento de gás inerte, utilizado no interior dos tanques para impedir a formação de atmosfera inflamável/explosiva. Durante operações de carregamento de óleo e alívio (*offloading*), um sistema de distribuição e coleta é utilizado para fornecimento de gás inerte e ventilação.

Durante o alívio, o gás inerte é fornecido a partir da caldeira para cada tanque de carga. Uma válvula de controle e uma válvula de *by pass* do sistema de distribuição e coleta controlam a pressão do gás inerte, cujo teor de oxigênio é monitorado e registrado na sala de controle. Como redundância, é prevista uma válvula de segurança (PSV) independente na linha de ventilação, visando à proteção dos tanques de óleo e de *slop* de qualquer ocorrência de sobrepressão.

#### II.2.4.2.2.1.4 - Sistema de Lastro

Durante a transferência de óleo do FPSO Cidade de Ilhabela para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenagem será reduzido, diminuindo-se assim o calado da embarcação. Para manter a estabilidade e o controle de esforços no FPSO, eventualmente, a bomba de lastro é colocada em operação, captando água do mar e bombeando para os tanques de lastro, dependendo da necessidade operacional.

O sistema de lastro é totalmente isolado do sistema de armazenagem do petróleo e seus tanques e bombas são totalmente independentes. Como não há nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo, o sistema não é considerado uma fonte de efluentes.

Durante o transporte do FPSO Cidade de Ilhabela para o Brasil serão implementadas medidas regidas internacionalmente pelo IMO (*International Maritime Organization*) de forma a reduzir a possibilidade de ocorrer introdução de espécies exóticas via água de lastro.

#### II.2.4.2.2.1.5 - *Planta de Processamento da Produção*

A planta de processo do FPSO Cidade de Ilhabela tem capacidade para processar 150.000 bpd de óleo e 6,0 MM m<sup>3</sup>/d de gás, e de tratar 120.000 m<sup>3</sup>/d de água produzida.

O dimensionamento da planta considerou os seguintes parâmetros de projeto:

- Número de poços produtores interligados ao FPSO;
- Temperatura do óleo ao chegar no FPSO: Mínima = 20°C e máxima = 40°C;
- Processamento total de líquido: 150.000 bpd;
- Processamento total de gás: 6,0 MM m<sup>3</sup>/d;
- Processamento total de água produzida: 120.000 bpd.

A planta de processamento da produção possuirá os recursos necessários para a separação inicial dos fluidos advindos dos poços de produção. A planta será dividida em módulos, que podem comportar um ou mais etapas de processo, para permitir o içamento e instalação dos módulos no convés.

Os módulos de processamento e os módulos auxiliares estarão localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural. A planta de processamento primário dos fluidos produzidos foi projetada considerando-se as propriedades termodinâmicas e físico-químicas do fluido oriundo dos poços do Sistema de Desenvolvimento da Produção de Sapinhoá Norte.

O projeto da planta de processamento permitirá a separação do óleo, gás e água, tratamento e estabilização do óleo, tratamento de gás e tratamento da água produzida, que será descartada ao mar dentro dos padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA n° 393/2007.

Para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como manter a integridade das instalações, a unidade é dotada de um sistema de injeção de produtos químicos (desemulsificantes, antiespumante, inibidor de incrustação, inibidores de corrosão e polieletrólitos).

Os sistemas primários associados com as facilidades de processo de produção de óleo, gás e água no FPSO Cidade de Ilhabela são:

- Sistema de Separação de Óleo, Água e Gás e Tratamento de Óleo, Sistema de Tratamento da Água Produzida.
- Sistema de Tratamento de Água do Mar a ser Injetada;
- Sistema de Processamento e Compressão de Gás.

#### II.2.4.2.2.1.6 - Sistema de Separação de Óleo, Água e Gás

O sistema de separação de óleo, água produzida e gás natural será composto pelos seguintes componentes:

- Separador de água livre (Separador trifásico de alta pressão);
- Pré-aquecedor de Produção
- Aquecedor de Produção
- Degaseificador-1 (Separador Bifásico de Pressão Intermediária)
- Pré-Tratador Eletrostático;
- Degaseificador-2 (Separador Bifásico de baixa pressão);
- Tratador Eletrostático;
- Resfriador do sistema de tratamento da água produzida;
- Hidrociclones;
- Flotador;
- Sistema de remoção de H<sub>2</sub>S;
- Sistema de desidratação do gás;
- Sistema de ajuste de ponto de orvalho;
- Sistema de remoção de CO<sub>2</sub>;
- Unidade de Recuperação de Vapor (URV);
- Sistema de compressão do gás;
- Sistema de tocha.

O óleo proveniente dos poços de produção chega ao FPSO e recebe inicialmente a injeção de produtos químicos como desemulsificante, antiincrustante e antiespumante de forma a aumentar a eficiência do processamento de óleo.

A planta de processo é equipada com um separador trifásico de alta pressão (2.000 kPa), que promove a separação primária do óleo, gás e água. A partir deste ponto o óleo, água e gás seguem em correntes separadas.

O óleo é encaminhado a um sistema de aquecimento que eleva a temperatura para melhorar as condições de processamento. Após o pré-aquecimento aproveitando o calor do óleo tratado e o aquecimento a 85 °C, o óleo segue para o separador bifásico de pressão intermediária (Degaseificador-1), conjugado com o pré-tratador eletrostático (Pré-TO), que opera a (pressão de operação aproximada de 770 kPa).

Após, a corrente de óleo contendo BSW reduzido recebe a água de baixa salinidade para efetuar a redução da salinidade da água que contamina o óleo, no processo denominado dessalgação. Como água de diluição é utilizada a água dessulfatada com salinidade em torno de 32.000 mg/L, valor bem inferior à salinidade máxima prevista da água produzida de 240.000 mg/L.

A corrente de óleo com gás solúvel reduzido pelo Degaseificador-1 e BSW reduzido pelo pré-tratador eletrostático e segue para o separador bifásico de baixa pressão (Degaseificador-2), que opera a 250 kPa, conjugado com o Tratador Eletrostático(TO).

Os separadores de pressão intermediária (Degaseificador-1) e de baixa pressão(Degaseificador-2) separam o gás natural remanescente na corrente de óleo e o tratador eletrostático realiza o enquadramento dos parâmetros de fração de água e sedimentos (BS&W - *Basic Sediments and Water*) e salinidade. O tratador eletrostático garante que o r BS&W fique dentro dos limites requeridos (0,5 % e salinidade de 275 mg/L equivalente em NaCl).

O óleo finalmente é esfriado com a corrente de chegada que se encontra fria, através do trocador óleo/óleo ou pré-aquecedor de produção, passa pelo *skid* de medição fiscal e é encaminhado para os tanques de carga para armazenamento.

A água produzida removida no Separador de água livre, Pré-Tratador Eletrostático e no Tratador Eletrostático receberá tratamento para viabilizar o descarte em conformidade com legislação vigente. O sistema de tratamento consiste em resfriador da temperatura da água produzida, seguida de um conjunto de hidrociclones para a redução do teor de óleo e graxas (TOG). Por último, um flotador efetuará o enquadramento do TOG dentro dos limites permitidos pela legislação ambiental vigente.

A corrente de gás proveniente do separador de alta pressão é encaminhada para o sistema de compressão principal (Compressão A). O gás proveniente dos

degaseificadores de pressão intermediária e de baixa pressão passa primeiro pela Unidade de Recuperação de Vapor (URV) e posteriormente seguem para a Compressão Principal. Após a Compressão Principal, a corrente de gás é encaminhada para a unidade de tratamento do gás, que consiste em um sistema de remoção de H<sub>2</sub>S, através da reação com leito fixo a base de óxidos metálicos, seguido do sistema de desidratação, do gás por peneiras moleculares, ajuste de ponto de orvalho com ciclo de resfriamento com fluido refrigerante R-134-a e sistema de remoção de CO<sub>2</sub> por processo de permeação através de membranas.

Após o tratamento, o gás descontaminado (retentado das membranas) com teor máximo de CO<sub>2</sub> de 3%(v/v) poderá ser utilizado na unidade como gás combustível. O excedente de gás é encaminhado para sistema de compressão de exportação (compressão-B) que eleva a pressão do gás até 250 bar<sub>(a)</sub>. O gás pode ser utilizado para *gas-lift* e/ou encaminhado para a exportação via gasoduto. O gás descontaminado também poderá ser parcialmente ou totalmente encaminhado para o sistema de compressão de injeção (Compressão-C), para a elevação da pressão de 250 para 550 bar<sub>(a)</sub> necessária para a injeção do gás em reservatório.

A corrente de CO<sub>2</sub>, separada do gás natural será comprimida pelo sistema de compressão de CO<sub>2</sub> e em seguida encaminhada para o sistema de compressão de injeção (Compressão-C) responsável pela elevação da pressão para a injeção em reservatório. Como descrito, o sistema de compressão de injeção (Compressão-C) é capaz de elevar a pressão de 250 para 550 bar<sub>(a)</sub> tanto da corrente de gás retentado das membranas (com 3% de CO<sub>2</sub>), como da corrente de permeado das membranas (rica em CO<sub>2</sub>). A compressão de injeção também pode elevar a pressão da corrente de *bypass* das membranas, durante o modo de operação com a reinjeção de todo o gás. Durante o modo de operação com a reinjeção de todo o gás em reservatório, não haverá a exportação de gás e o gás combustível será suprido pelo gasoduto.

O processo de remoção de H<sub>2</sub>S através de reação química com leitos fixos de óxidos metálicos gera como resíduo sólido os sulfetos metálicos. Após a reação completa (exaustão) do leito contido em cada vaso, o mesmo deve ser substituído por leito novo. O produto exausto será enviado para terra e disposto adequadamente, em acordo com a legislação ambiental vigente.



Para o processo estão previstos quatro vasos distribuídos em dois trens, sendo que somente dois vasos são necessários para a remoção de H<sub>2</sub>S, enquanto ocorre a substituição do conteúdo dos outros dois vasos. De acordo com as amostras de fluidos de reservatório já coletadas, não é esperada a produção de gás contaminado com teor de H<sub>2</sub>S que necessite a utilização dos leitos de remoção e a geração de resíduo associado para o campo de Sapinhoá-Norte. Mesmo não sendo previsto gás com teor de H<sub>2</sub>S elevado, o FPSO será dotado de sistema de remoção de H<sub>2</sub>S.

A reinjeção de CO<sub>2</sub> na rocha reservatório tem como objetivo evitar a emissão de gases de efeito estufa, através do armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> em reservatório. O CO<sub>2</sub> também pode ter um efeito benéfico para a recuperação do petróleo, pois ao se misturar com o óleo no reservatório, diminui a sua viscosidade, facilitando o deslocamento do óleo do interior dos poros do reservatório para os poços produtores.

A reinjeção de todo o gás produzido em reservatório tem por objetivo efetuar o método de aumento do fator de recuperação (*Enhancement Oil Recovery – EOR*) denominado Injeção Alternada de Gás e Água (*Water Alternate Gas Injection – WAG*).

A injeção poderá ser:

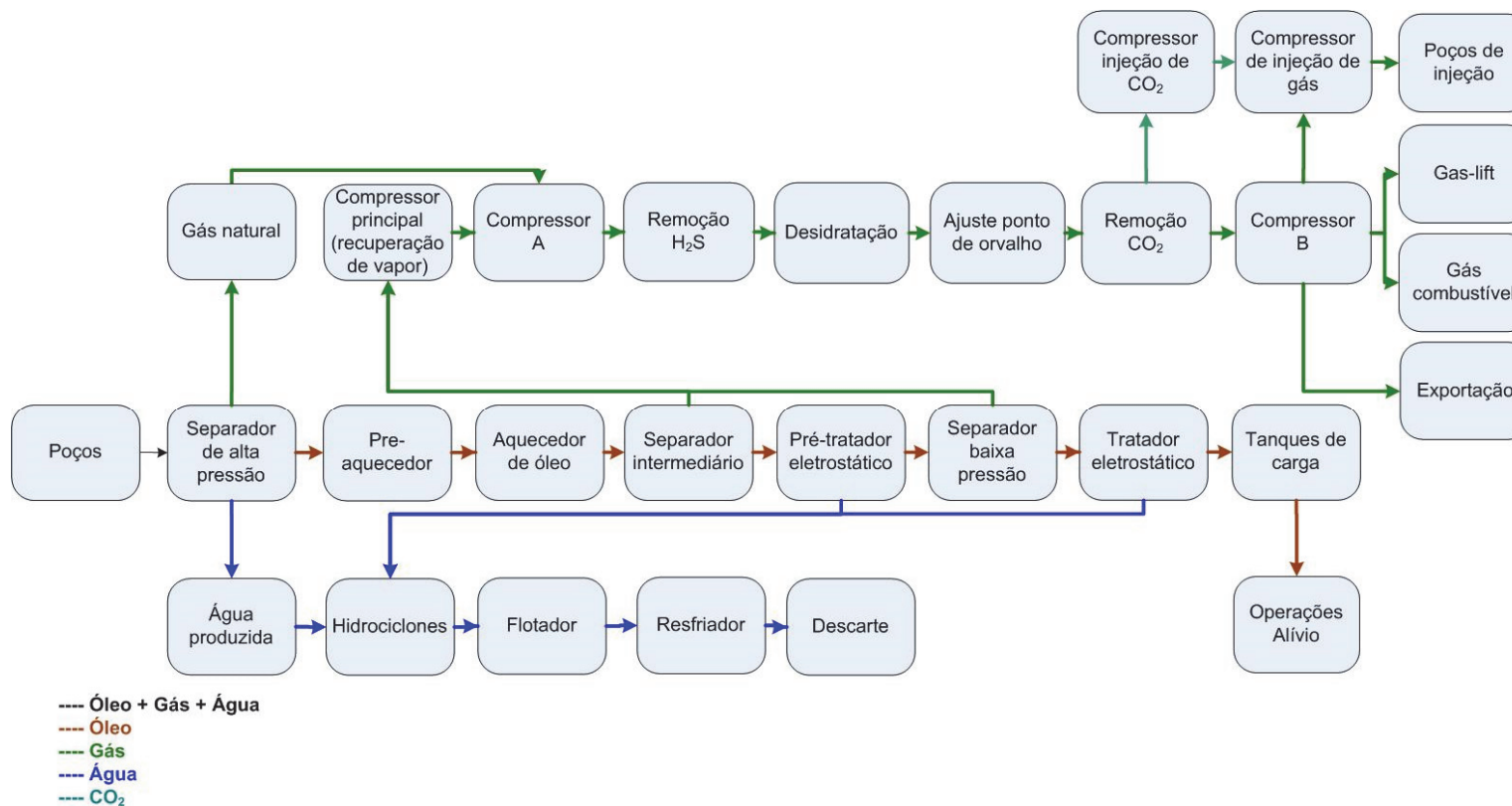
- Somente de CO<sub>2</sub>,
- De todo o gás produzido (com a importação de gás combustível do gasoduto);
- Do CO<sub>2</sub> em conjunto com parte do gás natural (parte do gás natural será exportado e parte será injetado conjuntamente com toda a corrente rica em CO<sub>2</sub> separada nas membranas).

A máxima vazão prevista de CO<sub>2</sub> a ser removida da corrente de gás natural e disponível para injeção é inferior à capacidade do compressor de injeção de CO<sub>2</sub> e de até 4.000.000 m<sup>3</sup>/dia, (quatro milhões de metros cúbicos por dia a 15,6°C e 1 atm), atendendo à vazão estimada de CO<sub>2</sub> no projeto, com uma folga operacional na condição de pico de produção.

No caso da interrupção da operação da unidade de remoção de CO<sub>2</sub>, a exportação de gás será paralisada e toda a corrente de gás será injetada na rocha reservatório.

O fluxograma apresentado na **Figura II.2.4.2.2.1.6-1** mostra o fluxo das correntes da planta de processamento do FPSO Cidade de Ilhabela, que será semelhante aos demais FPSOs dos DPs do Projeto Etapa 2.

No **subitem II.2.4.15 - Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica das Substâncias Passíveis de Descarga durante a Instalação e Operação** há a caracterização do óleo produzido nas áreas e campos dos DPs do Projeto Etapa 2.



**Figura II.2.4.2.2.1.6-1** - Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo, gás e água produzida do FPSO Cidade de Ilhabela

#### II.2.4.2.2.1.7 - Sistema de Tratamento de Água de Injeção

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

Nos sistemas de água de injeção em reservatórios com grande potencial de incrustação, é necessário que a água captada da superfície do mar passe por um processo de nanofiltração através de membranas que compõem a Unidade de Remoção de Sulfatos (URS), cuja função é reduzir o teor de sulfatos na água, de aproximadamente 2.800 mg/L (concentração usual para a água do mar) para valores em torno de 40 mg/L, evitando assim a precipitação de sais insolúveis de sulfato como sulfato de bário ( $BaSO_4$ ), sulfato de estrôncio ( $SrSO_4$ ) e sulfato de cálcio ( $CaSO_4$ ).

A partir do sistema de captação e filtragem, a corrente de água do mar será bombeada para os bancos de membranas, onde sofrerá uma redução dos sulfatos.

A água utilizada no sistema de tratamento da água de injeção será captada no mar por bombas de captação e passará pelos seguintes processos:

- Injeção de cloro ativo atuando como bactericida e evitando formação de cracas nos equipamentos;
- Processo de filtragem para remoção de sólidos acima de 5  $\mu m$ ;
- Processo de desaeração a vácuo;
- Tratamento químico com injeção de sequestrante de cloro e oxigênio, inibidor de incrustação e biocida;
- Processo de dessulfatação para redução do teor de sulfato.

Após o processo de filtragem e desaeração é necessário injeção de inibidor de incrustação, sequestrante de cloro/oxigênio e biocida com a finalidade de proteger as membranas da unidade de remoção de sulfato.

Todo cloro ativo remanescente após o processo de filtragem irá reagir com o sequestrante de cloro/oxigênio reduzindo-o a cloreto.

O processo de dessulfatação da água do mar é efetuado com a utilização de membranas seletivas que permitem a permeação dos íons retraindo o ânion

sulfato. A corrente permeada é dessulfatada enquanto a corrente não permeada (retentada) corresponde ao rejeito. O processo de dessulfatação é efetuado em dois estágios, o segundo estágio processa a corrente de rejeito rica em sulfato obtida pelo primeiro estágio. O objetivo do segundo estágio é reduzir a vazão de rejeito de 50 % para 25 % da corrente de alimentação.

O fluxo do permeado do segundo estágio irá se juntar ao permeado do primeiro estágio, resultando no fluxo da água dessulfatada, correspondente a aproximadamente 75 % do fluxo total do processo e seguirá para saída da URS (Unidade de Remoção de Sulfato) como água dessulfatada, enquanto que o fluxo restante (rejeito), correspondente a 25% do total, será descartado para o mar em linha independente no costado do FPSO.

Ressalta-se que o biocida Riocide DB-20 será utilizado apenas durante as operações de manutenção do sistema, sendo descartado apenas 1 vez por semana ao longo de 1 hora. O rejeito é basicamente constituído de água do mar concentrada de íons bivalentes, todos estes comuns à água do mar natural, como pode ser observado na **Tabela II.2.4.2.2.1.7-1**, acrescido do inibidor de incrustação, seqüestrante de cloro e biocida.

**Tabela II.2.4.2.2.1.7-1 - Comparação entre a água do mar e a água descartada (rejeito) da URS do FPSO Cidade de Ilhabela.**

Composto	Água do Mar	Água descartada
Bário (Ba <sup>+2</sup> ) mg/L	<1,0	<1,0
Bicarbonato (HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> ) mg/L	150,0	406,0
Cálcio (Ca <sup>+2</sup> ) mg/L	504,0	1.350,0
Carbonato (CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup> )	0,0	0,0
Cloreto (Cl <sup>-</sup> ) mg/L	21.300,0	29.185,0
Estrôncio (Sr <sup>+2</sup> ) mg/L	9,0	28,0
Ferro (Fe <sup>+2</sup> ) mg/L	< 1,0	< 1,0
Magnésio (Mg <sup>+2</sup> ) mg/L	1.390,0	5.480,0
pH	8,0	7,2
Potássio (K <sup>+</sup> ) mg/L	226,0	520,0
Salinidade - mg NaCl/L	35.000	48.094,0
Sulfato (SO <sup>-2</sup> ) mg/L	2.834,0	13.185,0
Sódio (Na <sup>+</sup> ) mg/L	11.500,0	13.969,0

Considerando que a unidade ainda não está em funcionamento, foi utilizado de forma comparativa para esta avaliação e para elaboração da modelagem de dispersão do efluente da planta de injeção, o efluente proveniente de um equipamento similar, cujas características são apresentadas na **Tabela II.2.4.2.2.1.7-2**.

**Tabela II.2.4.2.2.1.7-2 - Composição dos produtos químicos utilizados na URS**

Produto Químico	Função	Concentração (mg/L)
Vitec 3000	Inibidor de incrustação	3
Antichlor	Sequestrante de cloro	15
RoCide DB-20	Biocida	100

A capacidade da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Cidade de Ilhabela será de aproximadamente 38.160 m<sup>3</sup>/dia, produzindo uma vazão máxima de água injetada de 28.620 m<sup>3</sup>/dia (75 %) e vazão máxima de descarte de efluente de 9.540 m<sup>3</sup>/dia (25 % da vazão total).

Para verificar a abrangência da dispersão desses compostos, foram realizadas modelagens considerando o cenário apenas com os compostos Antichlor e Vitec 3000, que são de aplicação contínua, e outro cenário considerando esses dois compostos mais o Biocida, pois o efluente contendo este produto será descartado apenas uma vez por semana durante uma hora.

Ressalta-se que a vazão total considerada para fins de modelagem está diretamente relacionada ao funcionamento da URS, onde o volume descartado corresponde a 25% da capacidade de tratamento. Na modelagem foram consideradas três opções de lançamento do efluente no mar: lançamento horizontal na superfície, lançamento horizontal a 3 m abaixo da superfície e lançamento vertical a 20 m acima da superfície.

A modelagem está apresentada no **Anexo II.6.2-2** e contempla a dispersão do efluente para todos os DPs do Projeto Etapa 2.

A **Tabela II.2.4.2.2.1.7-3** apresenta as informações utilizadas para a simulação numérica do descarte.

**Tabela II.2.4.2.2.1.7-3 – Parâmetros utilizados para a elaboração da modelagem de descarte do efluente da URS**

Características do Descarte	
Diâmetro da tubulação de descarte (polegadas)	16
Orientação da tubulação de descarte	Opção 1 : lançamento horizontal na superfície
	Opção 2 : lançamento horizontal 3 m abaixo da superfície
	Opção 3 : Lançamento vertical 20 m acima da superfície
Temperatura	20 °C
Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	1.029

As vazões de descarte do efluente da URS previstas para os DPs do Projeto Etapa 2 estão listadas na **Tabela II.2.4.2.2.1.7-4**.

**Tabela II.2.4.2.2.1.7-4 – Vazões previstas de descarte do efluente da URS nos empreendimentos do Projeto Etapa 2**

Empreendimento	Vazão prevista do efluente (m <sup>3</sup> /d)
DP de Lula Sul	9.540
DP de Lula Norte	9.540
DP de Lula Área de Iracema Norte	12.720
DP de Lula Central	9.540
DP de Lula Alto	9.540
DP de Lula Oeste	9.540
DP de Lula Extremo Sul	9.540
DP de Sapinhoá Norte	9.540
DP de Franco SW	10.600
DP de Franco Sul	10.600
DP de Franco NW	10.600
DP de Franco 1	10.600
DP de Carioca	7.950

Os **Anexos II.2.4-2 e II.2.4-3** apresentam respectivamente as fichas de segurança (FISPQs) e os testes de toxicidade dos produtos químicos utilizados na modelagem de descarte do efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos por ocasião da adição do biocida.

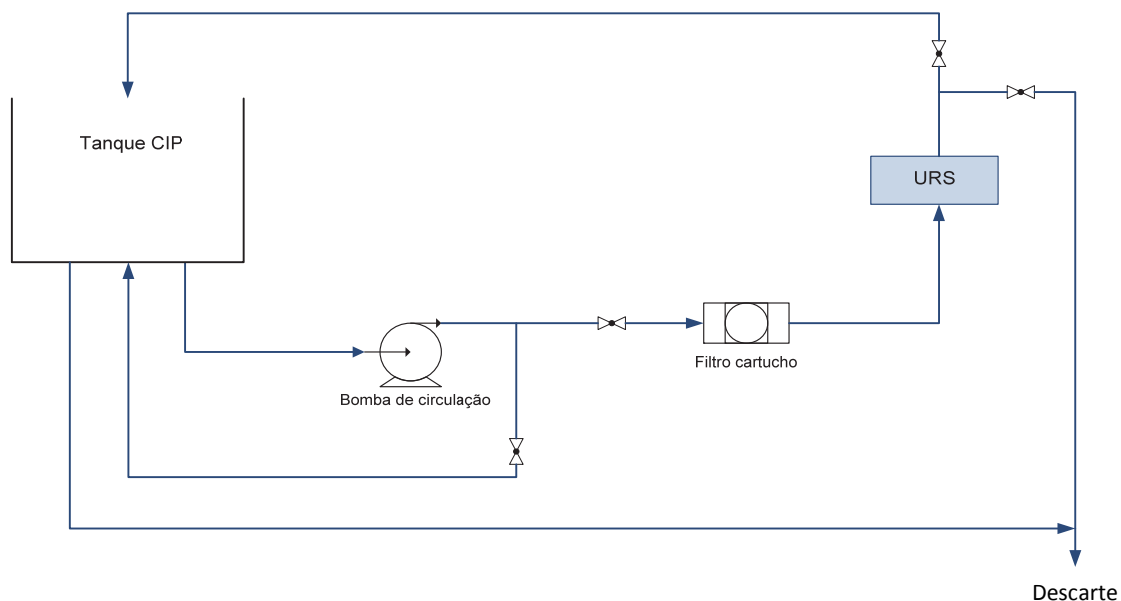
Haverá a medição do volume do descarte do efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos, realizada separadamente para os períodos com e sem adição de biocida e por equipamento que confira precisão aos resultados apurados, atendendo a Nota Técnica 01/11 do IBAMA.

#### II.2.4.2.2.1.7.1 - Limpeza Química periódica das membranas da Unidade de Remoção de Sulfato

A operação contínua da Unidade de Remoção de Sulfato resulta no acúmulo de impurezas nas membranas. Torna-se imprescindível para a manutenção da unidade, a limpeza química periódica das membranas de dessulfatação.

A periodicidade da limpeza está relacionada diretamente com vários fatores do processo e se considerado nenhum imprevisto, ocorrerá trimestralmente.

A **Figura II.2.4.2.2.1.7.1-1** ilustra o sistema CIP (*Clean in Place*) de limpeza da URS.



**Figura II.2.4.2.2.1.7.1-1 - Sistema CIP de limpeza das membranas da URS**

O descarte da solução e do resíduo resultante da limpeza da membrana será realizado de acordo com a legislação pertinente. Estima-se que as soluções descartadas terão composição semelhante às soluções antes da limpeza, com a presença de matéria orgânica a ser removida das membranas durante a limpeza.



#### II.2.4.2.2.1.8 - Sistema de Tratamento de Gás

O sistema de tratamento de gás irá condicionar o gás natural para uso interno como combustível nos motores, turbinas e caldeiras do FPSO.

#### II.2.4.2.2.1.9 - Sistema de Tratamento de Água Produzida

O sistema de tratamento do FPSO Cidade de Ilhabela terá capacidade para tratar 120.000 m<sup>3</sup>/dia de água produzida.

O tratamento da água produzida para descarte tem como os parâmetros estabelecidos pela Resolução CONAMA 393/2007.

O sistema de tratamento de água produzida possui basicamente os seguintes equipamentos principais: hidrociclones, resfriador de água produzida e flotador.

A água proveniente dos tratadores eletrostáticos é encaminhada ao resfriador de água. Juntamente com a água do separador de água livre, a corrente é então encaminhada para os hidrociclones, os quais promovem a remoção do óleo por centrifugação. A última etapa do tratamento é realizada no flotador, cuja função é fazer o polimento da água tratada pelos hidrociclones especificando o teor de óleo abaixo dos limites exigidos pela legislação. Ao sair do flotador a água produzida segue para o descarte.

A qualidade da água tratada será monitorada continuamente por um sensor de TOG na linha de descarte, que interrompe o lançamento caso o efluente esteja fora de especificação. Nesse caso, a água desenquadrada retorna para tratamento nos tanques de água oleosa do FPSO.

#### II.2.4.2.2.1.10 - Sistema de Aquecimento da Planta de Processo

O FPSO Cidade de Ilhabela possui aquecedores com o objetivo de proporcionar ao fluido proveniente do poço, o calor necessário para o alcance da temperatura ideal à separação óleo/água. Esta demanda térmica é proporcionada pelo sistema de recuperação de calor (*Waste Heat Recovery Unit – WHRU*), onde

os gases exaustos das turbinas aquecem a água do sistema fechado de aquecimento.

#### II.2.4.2.2.1.11 - Sistema de Fornecimento de Água

A água industrial utilizada no FPSO Cidade de Ilhabela será captada do mar por um sistema projetado para atender as demandas de água de serviço, água para o sistema de combate a incêndio e água Industrial.

O sistema de captação é composto por bombas de captação, trocadores de calor, tanques de expansão, caixas de mar e circuitos de consumo. A temperatura de entrada no sistema corresponde à temperatura da água a 15 m de profundidade, com o limite máximo de 32°C.

A captação da água do mar do FPSO Cidade de Ilhabela ocorrerá a uma vazão em torno de 190.000 m<sup>3</sup>/dia a depender da demanda térmica de resfriamento requerida principalmente para o resfriamento do gás após cada estágio de compressão. Esta demanda térmica é dependente de outros fatores da vazão de gás e do teor de CO<sub>2</sub> no gás.

Para evitar a corrosão, o sistema de captação é equipado com uma unidade de tratamento eletrolítico que previne o crescimento de vida marinha nos dutos, onde cada caixa de mar possui um sistema independente.

Após a captação, a corrente de água do mar passa por um sistema de filtração simples e cloração para evitar o surgimento e proliferação de bactérias. A água salgada será direcionada para:

- Subsistemas de combate a incêndio,
- Locais com demanda por água de serviço na plataforma (inclusive água para limpeza);
- Sistema de tratamento de injeção de água: tratamento da água do mar (filtração, desaeração e dessulfatação) para injeção no reservatório (sistema já descrito anteriormente);
- Sistema de resfriamento - circuito aberto;
- Sistema de produção de água doce (osmose reversa) que será utilizada no circuito fechado de água de resfriamento e aquecimento da planta e como água doce de serviço.

#### *II.2.4.2.2.1.11.1 - Sistema de Água de Resfriamento - Circuito Aberto*

A água do mar é utilizada para resfriamento dos geradores a diesel, do sistema fechado de refrigeração, da planta de processo, do sistema de combate a incêndio e de sistemas de utilidades, tais como eletrocloração e Unidade de Tratamento de Esgoto. Após circular pelos sistemas do FPSO, a água é descartada no mar de acordo com a legislação.

#### *II.2.4.2.2.1.11.2 - Sistema de Água de Resfriamento - Circuito Fechado*

O sistema fechado de resfriamento (água doce) é utilizado principalmente para o resfriamento de fluidos nos geradores a diesel, compressor de gás e *coolers* da planta de processamento, mas atende todas as demandas do processo.

Após trocar calor nos sistemas do FPSO, a água é resfriada nos trocadores de placas, sendo que a água do mar (circuito aberto) é utilizada como fluido refrigerante.

No FPSO Cidade de Ilhabela, a circulação de água doce na planta será realizada por 3 bombas com vazão de aproximadamente 7.200 m<sup>3</sup>/dia cada.

#### *II.2.4.2.2.1.11.3 - Sistema de Água Doce de Serviço*

A água do mar também é direcionada para um sistema de osmose reversa para reduzir a salinidade da água do mar, que será utilizada nos circuitos fechados de resfriamento e aquecimento e como água doce de serviço. O sistema poderá conter unidade de cloração e esterilização ultravioleta da água.

O uso de água doce nos circuitos fechados evita a formação de incrustações nas tubulações. O sistema de osmose reversa opera a baixa pressão e possui uma capacidade de produção de 60 t/d de água com 150 a 200 ppm de salinidade.

A água doce gerada no sistema de osmose reversa será suficiente para suprir as necessidades de todas as operações realizadas na unidade, tais como chuveiros, banheiros, limpeza e uso geral.

#### II.2.4.2.2.1.11.4 - Sistema de Água de Aquecimento

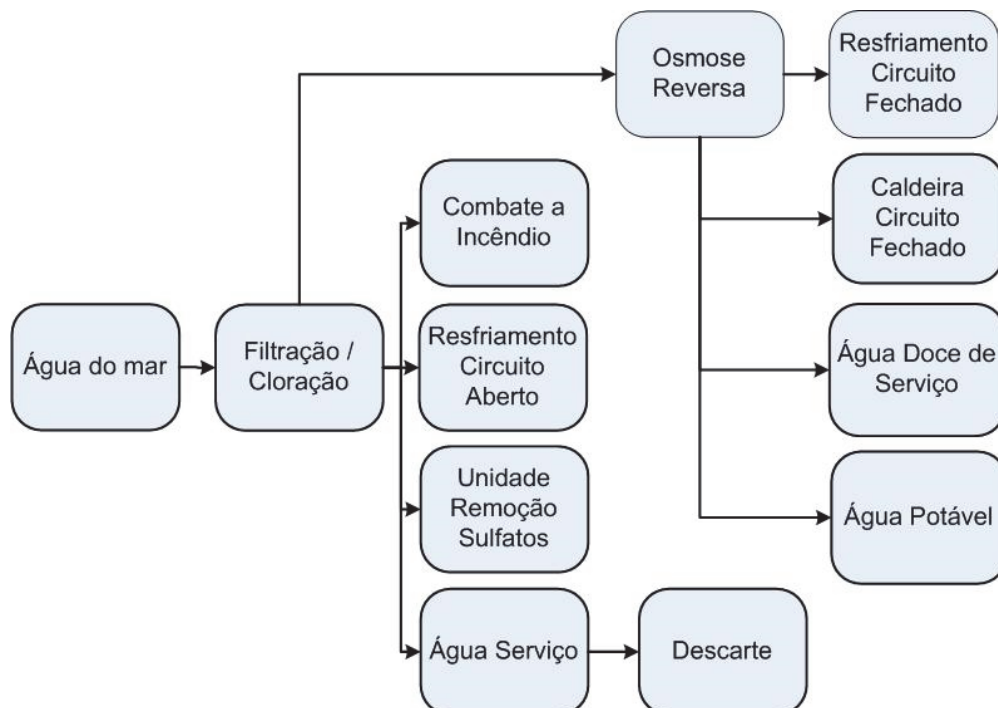
A água tratada no sistema de osmose reversa será utilizada também na caldeira do FPSO.

A caldeira produzirá vapor para o acionamento das bombas de *offloading*, para as bombas dos tanques de carga.

#### II.2.4.2.2.1.11.5 - Sistema de Água Potável

Para o consumo humano será utilizada água mineral engarrafada, fornecida ao FPSO pelas embarcações de apoio.

A **Figura II.2.4.2.2.1.11.5-1** ilustra as principais etapas do sistema de captação de água do FPSO Cidade de Ilhabela.



**Figura II.2.4.2.2.1.11.5-1** - Diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas atendidos no FPSO Cidade de Ilhabela.

#### II.2.4.2.2.1.12 - Sistema de Energia

Esse sistema é responsável pelo suprimento de energia para a planta de processo, para os sistemas de lastro, *offloading* e gás inerte, bem como para iluminação da plataforma e das acomodações.

O sistema de geração de energia da embarcação do FPSO Cidade de Ilhabela possuirá 4 turbogeradores bicombustível (gás/diesel) de 27.200 kW cada e 2 caldeiras auxiliares a gás com capacidade de 45.000 kg/h de vapor a 16 bar(a) cada. Também possuirá 2 geradores essenciais a diesel de 1.200 kW cada. e 1 gerador de emergência a diesel de 1.800 kW.

#### II.2.4.2.2.1.13 - Guindastes

A embarcação apresenta instalados 2 guindastes cobrindo toda a área do *main deck*:

- Guindaste de Convés, instalado no *deck* de proa a boreste com capacidade para 25 t e raio de alcance de 35 m;
- Guindaste de Convés articulado, instalado no *deck* de popa a boreste com capacidade para 15 t e raio de alcance de 35 m;
- Um monotrilha será instalado de forma a capacitar a transferência de equipamentos pesados de qualquer módulo do navio para áreas de manutenção e reparo.

#### II.2.4.2.2.1.14 - Acomodações

As acomodações se localizam na popa da embarcação, possuindo capacidade para 140 pessoas.

A unidade possui salas de escritórios, salas de reunião, sala de *briefing*, enfermaria provida de dois leitos, cozinha industrial, auditório, despensa para mantimentos, lavanderia, câmaras frigoríficas, cabines telefônicas, sala de telecomunicações, sala de controle e sala de painéis.

#### II.2.4.2.2.2 - Sistemas Semelhantes em todos os FPSOs (SPA, TLDs e DPs)

Os sistemas de tocha e vent e sistema de transferência de óleo são muito semelhantes em todos os FPSOs e, assim, as descrições estão agrupadas nos itens que seguem.

##### II.2.4.2.2.2.1 - Sistema de Tocha e Vent

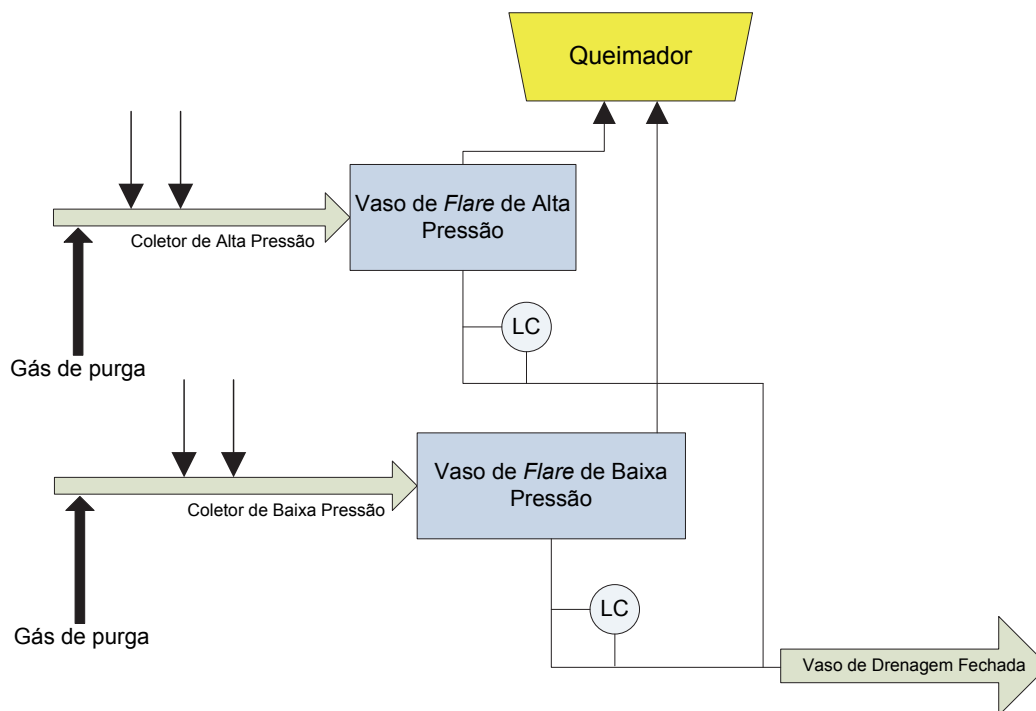
O gás produzido e não utilizado como combustível no SPA e TLDs será enviado para queima na tocha, com limitação de queima estabelecida pela ANP. A queima de gás na tocha também poderá ocorrer durante as depressurizações do sistema de processamento, em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos. Além dos sistemas da tocha, a unidade terá vents para o escape de gases provenientes dos processos das instalações que operam próximos à pressão atmosférica, tais como tanque de produtos químicos e vaso de drenagem aberta.

O sistema manterá uma chama piloto acesa permanentemente nos FPSOs, garantindo a queima dos compostos de qualquer direcionamento de correntes do processo para o flare, impedindo, assim, a emissão direta de hidrocarbonetos para a atmosfera. A tocha está projetada para queima de correntes do processo sob condição contínua ou em emergência.

Esse sistema localiza-se a 45 m do deck principal (FPSO Cidade de São Vicente e *Dynamic Producer*), altura suficiente para garantir que o nível de radiação de calor em pontos específicos do FPSO seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional - vazão de gás, alta ou baixa pressão), tanto para as pessoas quanto para os equipamentos. Para o FPSO Cidade de Ilhabela, a tocha está a 107 m do deck principal.

O sistema é constituído por dois subsistemas simples e independentes (de alta e de baixa pressão) e possui um vaso para retenção de condensados e uma rede coletora, que conduz os gases a uma única torre vertical, onde os queimadores de alta e baixa pressão estão instalados.

A **Figura II.2.4.2.2.1-1** ilustra o sistema do flare das unidades.



**Figura II.2.4.2.2.1-1 - Fluxograma esquemático do sistema do flare (tocha).**

Além dos sistemas de *flare*, a unidade terá *vents* para o escape de gases provenientes dos processos das instalações que operam próximos à pressão atmosférica, tais como tanque de produtos químicos e vaso de drenagem aberta.

O Sistema de Tocha foi projetado para queimar todo o gás produzido, caso ocorra parada na planta de processo ou no sistema de escoamento. Durante a operação normal haverá a chama permanente do piloto, com consumo de gás de aproximadamente 3.000 m<sup>3</sup>/dia.

#### II.2.4.2.2.2.2 - Sistema de Transferência de óleo (*offloading*)

A transferência do óleo dos FPSOs para os navios aliviadores será feita por mangotes flutuantes a uma vazão entre 3.000 a 7.000 m<sup>3</sup>/h.

Considera-se que as operações de alívio ocorrerão sempre que se observar a proximidade do enchimento total dos tanques do navio. Como o descarregamento do FPSO para o navio aliviador deverá ter uma duração aproximada de 15 a 20 h, podendo, eventualmente, em função de condições meteorológicas ou logísticas, haver pequenos atrasos ou antecipações, deve-se programar o alívio para ocorrer cerca de cinco dias antes do enchimento dos tanques (a depender do ritmo da produção).

O escoamento do óleo produzido será realizado por navios aliviadores em alinhamento do tipo *tandem* com o FPSO, isto é, alinhando popa ou proa do FPSO com a proa do navio aliviador (**Figura II.2.4.2.2.2-1**).



**Figura II.2.4.2.2.2-1** - Exemplo de operação de transferência de óleo

O procedimento operacional de transferência do óleo consiste das manobras de amarração, conexão, transferência (*offloading*), desconexão e desamarração, as quais são devidamente acompanhadas por oficial de náutica, auxiliado por marinheiros de convés, com vistas a possibilitar a detecção de possíveis vazamentos no mar.

São consideradas como seguras as manobras de amarração até os seguintes limites médios de condições ambientais: ventos: 20 nós; ondas: 3,5 m e correntes: 2 nós. Sob forte chuva ou tempestade de relâmpago, as operações de transferência serão interrompidas e as demais manobras adiadas ou completadas com muita cautela.

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 na extremidade 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 durante toda a operação, os parâmetros de vazão média, vazão instantânea, nível dos tanques no FPSO e nível dos tanques no navio aliviador são constantemente monitorados pelas equipes de bordo. Caso seja detectada qualquer discrepância nos valores, o processo de bombeio é imediatamente interrompido.

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.

Ao final da operação de transferência de óleo, o mangote passa por um processo de lavagem para remoção do óleo interior. Esse processo consiste no bombeio de água salgada proveniente do tanque *slop* limpo pelo mangote num regime de fluxo turbulento, no sentido do FPSO para o navio aliviador. A água bombeada para limpeza do mangote é enviada para o tanque de *slop* do navio aliviador e posteriormente o mangote é recolhido ao FPSO.

#### **II.2.4.3 - Descrição dos Sistemas de Segurança e de Proteção Ambiental**

O presente item descreve os sistemas de segurança e de proteção ambiental das unidades de produção, tais como: sistema de posicionamento dinâmico, ancoragem, sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos, sistema de combate a incêndio, sistemas de manutenção, segurança, monitoramento, dentre outros.

A descrição e quantificação dos efluentes e resíduos gerados nos FPSOs estão descritos, respectivamente, no **item II.2.4.13 - Efluentes Gerados durante a Operação das Unidades de Produção** e no **item II.2.4.14 - Caracterização do Aumento da Geração de Resíduos Sólidos e Rejeitos**.

A descrição do sistema de conexão com as linhas de escoamento encontra-se no **item II.2.4.9 - Descrição das Operações de Instalação das Unidades de Produção e Estruturas Submarinas**.

O sistema de reinjeção de CO<sub>2</sub> é abordado no **item II.2.4.2.2.1.6 - Sistema de Separação de Óleo, Água e Gás** do FPSO Cidade de Ilhabela.

#### II.2.4.3.1 - *Sistema de Ancoragem e de Posicionamento Dinâmico*

Os FPSOs previstos para atuar nos empreendimentos do Projetos ETAPA 2 podem ser transportados por rebocadores ou se deslocar através de propulsão própria até o local onde permanecerão posicionadas durante as atividades.

O posicionamento dos FPSOs no local das atividades de produção poderá ser realizado por um sistema de ancoragem convencional (âncoras e linhas de amarração), como é o caso de todos os FPSOs previstos, com exceção do FPWSO *Dynamic Producer*, que dispõe de um sistema de posicionamento dinâmico.

Os sistemas de ancoragem ao fundo do oceano fornecem meios seguros e confiáveis de permanência das unidades nas suas respectivas locações. Estes sistemas são projetados para funcionar em todas as condições de mar, sem causar danos aos equipamentos submarinos.

#### II.2.4.3.1.1 - *FPSOs do Sistema de Produção Antecipado (SPA) e Testes de Longa Duração (TLDs)*

##### II.2.4.3.1.1.1 - *FPSO BW Cidade de São Vicente*

O FPSO BW Cidade de São Vicente será ancorado nas locações do SPA e TLDs por meio de um sistema chamado *Turret Mooring*. Este sistema é constituído por uma torre, onde são fixadas as sete linhas de ancoragem e os *risers* flexíveis.

Cada uma das linhas é composta de um trecho inferior de amarra, um trecho de cabo de poliéster e um trecho superior de amarra chamado de amarra de superfície. A configuração das linhas de ancoragem é em catenária livre.

A **Figura II.2.4.3.1.1.1-1** apresenta um exemplo de ancoragem *Turret Mooring*.



Fonte: <http://www.oceanica.ufrj.br/>

**Figura II.2.4.3.1.1.1-1 - Exemplo de ancoragem Turret Mooring**

O *Turret* é um sistema de ancoragem que permite um giro de 360° do navio, de forma a mantê-lo alinhado às condições meteoceanográficas dominantes no local, reduzindo as cargas sobre a unidade e sobre o sistema de ancoragem. Outro elemento importante do *Turret* é o *swivel* de produção, equipamento que permite que a passagem dos fluidos seja realizada de maneira segura e confiável da parte fixa (ancorada) para a parte móvel (a que acompanha o movimento da embarcação) do sistema.

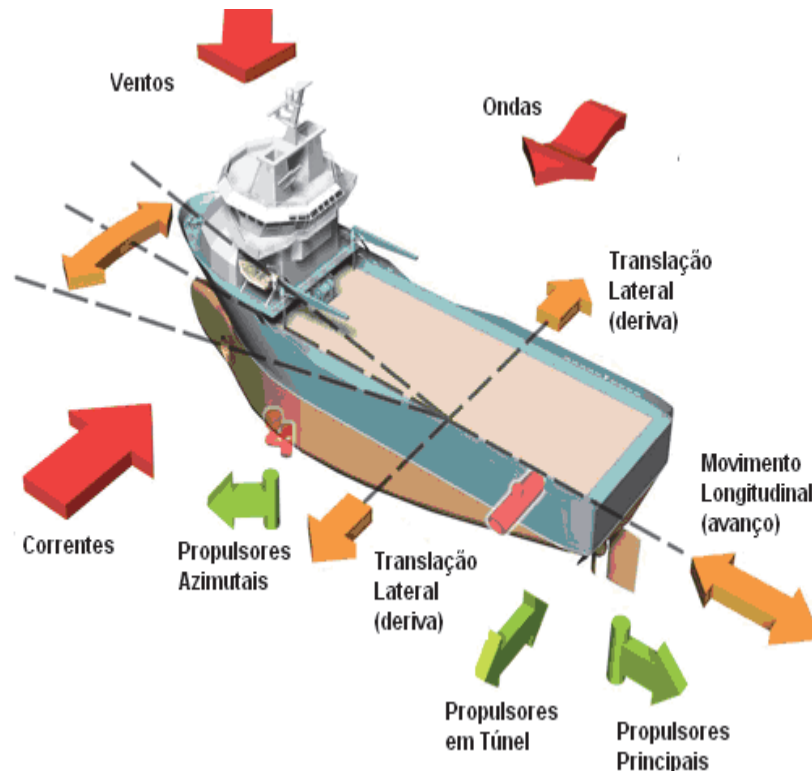
#### II.2.4.3.1.1.2 - *FPWSO Dynamic Producer - Sistema de Posicionamento Dinâmico*

O sistema de posicionamento dinâmico utilizado pelo *FPWSO Dynamic Producer* não exige a ligação física entre a embarcação e o fundo do mar para ancoragem.

O sistema de posicionamento dinâmico é composto por propulsores azimutais de orientação fixa ou variável, que funcionam por meio de processamento computacional de informações de localização, fornecidas por satélites (tipo GPS) ou por sensores acústicos, baseados em sinais recebidos de emissores de som localizados no fundo do mar (*transponders*).

Os sistemas computadorizados controlam a potência e a direção dos propulsores, no sentido contrário das ondas e das correntes atuantes no navio mantendo, dessa forma, constante a posição desejada, com margem de erro menor do que 1 % da lâmina d'água.

O esquema de funcionamento do posicionamento dinâmico é apresentado na Figura II.2.4.3.1.1.2-1.



**Figura II.2.4.3.1.1.2-1 - Esquema do Sistema de Posicionamento Dinâmico**

A manutenção da posição do FPSO *Dynamic Producer* é feita pela operação dos seguintes equipamentos:

- 4 *thrusters* azimutais;
- 3 *thrusters* tipo túnel.

Os 4 *thrusters* azimutais (fabricante Wartsila) possuem os seguintes componentes:

- Motor elétrico;
- Eixo flutuante;
- Controle remoto;
- Sistema de direção hidráulico.

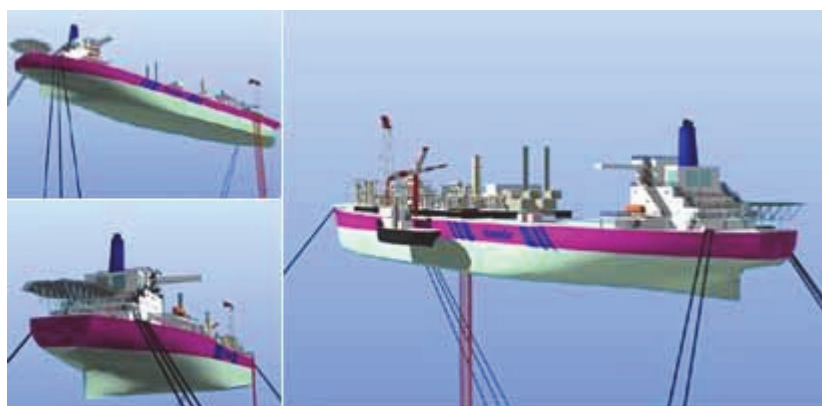
Os *thrusters* tipo túnel estão instalados na proa e na popa. O sistema de Posicionamento Dinâmico atende às operações classe 2.

O controle e o monitoramento do sistema são feitos a bordo em computadores dedicados. Todo o sistema tem redundância e *back-up* de arquivos.

#### II.2.4.3.1.2 - FPSOs dos Desenvolvimentos de Produção (DPs)

Todos os FPSOs dos DPs serão ancorados por um sistema do tipo *Spread Mooring*, em que a embarcação fica posicionada pela conexão a vários pontos fixos, espalhados (*spread*) ao redor do FPSO.

É composto por 24 linhas de ancoragem, divididas em 4 grupos de 6 linhas cada, quantidade esta suficiente para garantir a mínima movimentação do navio definida em projeto. Este sistema será dimensionado e testado para operar em condições ambientais extremas (combinação de ventos, ondas e correnteza), sem causar danos a outros equipamentos e instalações submarinas no local. A **Figura II.2.4.3.1.2-1** ilustra uma representação esquemática da ancoragem *Spread Mooring*.



Fonte: <http://www.offshoremoorings.org>

**Figura II.2.4.3.1.2-1 - Exemplo de ancoragem Spread Mooring**

Cada uma das linhas de ancoragem é composta por um trecho inferior de amarras (amarra de fundo), um trecho intermediário de cabos de poliéster e um trecho superior de amarras (amarra de superfície ou de topo). Os pontos fixos de ancoragem no leito marinho são estacas torpedo.

A ancoragem do FPSO em sistema *Spread Mooring* é dimensionada para resistir a condições ambientais extremas (combinação de ventos, ondas e

correnteza), sem causar danos a outros equipamentos e instalações submarinas no local.

As trações de trabalho nas linhas de ancoragem instaladas garantem um passeio máximo do FPSO (*off-set*), de forma que nenhum dano seja causado aos *risers* tanto para uma condição intacta quanto para uma condição adversa (uma linha de ancoragem rompida).

Todas as linhas de ancoragem possuem dispositivos de monitoramento de tração permitindo a verificação da integridade do sistema de ancoragem como um todo. Além disso, são realizadas inspeções visuais periódicas em todo o sistema de ancoragem, por meio de ROVs, e os relatórios são submetidos à Sociedade Classificadora para manutenção da Classe do FPSO. Vale ressaltar que todo o projeto e instalação do sistema de ancoragem será certificado pela Sociedade Classificadora *American Bureau of Shipping*.

#### II.2.4.3.2 - Sistema de Detecção, Contenção e Bloqueio de Vazamentos

Os sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos de todos os FPSOs do Projeto ETAPA 2 foram projetados de forma a atender a legislação brasileira, os requisitos internos da PETROBRAS, e os requisitos estatutários, tais como:

- Requisitos de Bandeira;
- SOLAS (*Safety of Life at Sea* - Convenção Internacional para a Salvaguarda da Vida no Mar);
- MARPOL (*Marine Pollution* - Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios);
- ISM CODE (*International Safety Management Code* - Código Internacional da Gestão da Segurança).

Os sistemas de segurança, manutenção e monitoramento descritos nos itens que seguem são aplicáveis a todos os FPSOs que serão utilizados no SPA, TLDs e DPs.

#### II.2.4.3.2.1 - *Sistemas Emergenciais de Bloqueio*

O Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD) tem como função intervir em um dado processo ou em um equipamento específico do processo durante uma ocorrência insegura. Esse sistema é acionado sempre que ocorra uma situação que possa resultar na emissão de materiais tóxicos, inflamáveis ou explosivos.

Os componentes do sistema emergencial de bloqueio são identificados e documentados de forma a diferenciá-los de outros sistemas, e podem proporcionar:

- Bloqueio automático de equipamentos para proteção da tripulação e facilidades;
- Redundância de *softwares* e *hardwares*;
- Autoteste.

O sistema de alarme permite ser acionado manualmente através de botoeiras localizadas em pontos estratégicos do FPSO. O sistema é de fácil manutenção, reparo e identificação de falhas. As botoeiras geram alarme no Controle Central, indicando a necessidade de tomada de ação.

Os FPSOs da PETROBRAS são equipados com sistemas de detecção, que podem enviar sinais para fechamento imediato e automático do poço, prevenindo o descontrole do fluxo.

#### II.2.4.3.2.2 - *Sistemas de Segurança*

O sistema de Segurança e Controle dos FPSOs determina os requisitos mínimos de segurança para os sistemas de superfície da unidade.

Faz parte do processo de execução desse sistema a implementação de uma série de estudos de análise de riscos, como HAZOP - *Hazard and Operability Study* - Análise de Perigos e Operabilidade, que tem por objetivo identificar os perigos e os problemas de operacionalidade de uma instalação de processo e HAZID - *Hazard and Identification Study*, que tem por objetivo identificar as escalas de risco que podem ocorrer durante a operação.

O sistema de segurança e controle é composto pelos sistemas que seguem:

- Sistema de Gás e Incêndio;
- Sistema Emergencial de Bloqueio - ESD;

- Sistema de Bloqueio de Processo - PSD.

Faz parte do Sistema de Segurança - SAS os equipamentos transmissores, sensores e interruptores manuais, o sistema lógico, as válvulas solenóides de bloqueio e a interface operacional. Todos os elementos do SAS são completamente dissociados dos elementos utilizados no Sistema de Controle de Processamento - SCP, tanto do ponto de vista físico como elétrico.

O sistema foi desenvolvido à prova de falhas e de maneira que o SCP não reinicie automaticamente qualquer equipamento quando o iniciador de bloqueio retorne ao modo normal ou a energia seja restaurada. A energia do SAS é proveniente de duas fontes independentes de energia, sendo uma sobressalente.

O sistema de gás e incêndio presente no FPSO foi desenvolvido obedecendo a critérios da certificadora DNV, entre outros. De maneira geral, o sistema de gás e incêndio compreende o monitoramento de todas as áreas onde misturas explosivas e/ou inflamáveis possam ocorrer.

A detecção desses eventos irá, então, iniciar o alerta dos tripulantes pelo sistema público de informação desencadeando uma série de ações que visam à minimização das consequências do evento. Ações de controle encontradas no sistema de gás e incêndio têm interface direta com o de Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD) e permitem a evacuação dos tripulantes com segurança. O Sistema de Gás e Incêndio consiste em:

- Detecção automática de fogo ou presença de mistura combustível;
- Iniciação de alarmes visuais e sonoros para aviso de perigo a todos os tripulantes;
- Ativação do sistema de dilúvio na área afetada e em áreas adjacentes;
- Ativação do sistema de bloqueio automático para fechar os poços e plantas de processo e utilidades, caso necessário;
- Inundação de áreas afetadas com agente extintor de maneira a extinguir o fogo;
- Ativação manual do bloqueio e sistema de proteção de incêndio, caso necessário;
- Permissão imediata e exclusiva operação;
- Efetuação de extensos diagnósticos de fornecimento de energia e circuitos elétricos, devido à perda de energia ou falhas;



- Alarme imediato no painel de controle quando da detecção de incêndio;
- Painel central do Sistema de Gás e Incêndio para o FPSO localizado na sala de controle, que contempla toda a área de processo e recebe informações consolidadas dos subpainéis localizados em outras áreas do FPSO;
- Subpainel que atende as acomodações localizadas na sala de controle;
- Estação operadora de interface, localizada na sala de controle;
- Dispositivos de detecção de calor, fumaça, gases combustíveis;
- Dispositivos sensíveis à Radiação Infravermelha (IR);
- Alarmes visuais e sonoros.

O Sistema de Bloqueio de Processo - PSD ocorre quando há um descontrole de uma variável de processo que leva à atuação de um dispositivo de intertravamento relacionado às áreas do processo, levando à parada da planta.

O PSD pode ser iniciado automática ou manualmente a partir da CCR ou em locais estratégicos na planta de processo. Quando da ocorrência de um PSD, alarmes visíveis e audíveis são acionados localmente e na CCR.

O PSD é ativado pelos seguintes meios:

- Automaticamente, por um ESD;
- Manualmente, através de uma botoeira na CCR;
- Indicação de nível muito alto (LSHH) nos HP e LP *flare knockout drums*.

Todos os trabalhadores das plataformas da PETROBRAS realizam treinamentos e simulados periódicos para verificar o tempo de resposta da equipe a um determinado cenário emergencial.

Foram estabelecidas ações a serem tomadas caso ocorram sinistros, divididas em 4 níveis de bloqueio. Os agentes motivadores que determinam o *status* do FPSO e, conseqüentemente, a definição de um dentre os 4 níveis de emergência são apresentados nestas ações. Os níveis de bloqueio são os abaixo apresentados, em ordem decrescente de prioridade:

- Nível 1- Bloqueio e Abandono do FPSO (APS);
- Nível 2- Bloqueio de Emergência (ESD - 1/2);
- Nível 3- Bloqueio de Processo (PSD - 1);
- Nível 4- Despressurização de Emergência (EDP-1).

No caso de falha dos sistemas de segurança dos FPSOs, os possíveis cenários de ocorrência, bem como as medidas mitigadoras estão apresentados nos estudos de análise de riscos ambientais - **Seção II.10** do presente EIA.

#### *II.2.4.3.2.3 - Recursos de Abandono, Fuga e Resgate*

Os recursos de abandono, fuga e resgate têm o propósito de prover condições seguras de escape para todos os tripulantes dos FPSOs. Fazem parte dos recursos de abandono o helicóptero, as baleeiras e os botes salva-vidas. Os FPSOs contarão com baleeiras e botes de resgate.

#### *II.2.4.3.2.4 - Sistemas de Atendimento a Emergências*

O Centro de Defesa Ambiental - CDA da PETROBRAS, localizado em pontos estratégicos de operação, possui como objetivo assegurar a máxima proteção das unidades da PETROBRAS em caso de emergência, complementando os planos de contingência de cada unidade operacional. Os CDAs são equipados com embarcações recolhedoras, balsas, dispersantes químicos, agentes bioremediadores, barreiras de contenção e absorção de óleo, dentre outros.

A PETROBRAS possui também embarcações de grande porte dedicadas ao atendimento exclusivo de emergências ambientais, bem como frota de aeronaves e outras embarcações que podem ser utilizadas em casos emergenciais.

#### *II.2.4.3.3 - Sistemas de Combate a Incêndio*

Os FPSOs são protegidos por sistemas de combate a incêndio, estrategicamente posicionados em diversas áreas da unidade. Os sistemas localizados no convés principal são do tipo dilúvio, automaticamente ativados por fusíveis ou manualmente na sala de controle.

O heliponto e a área de *offloading* dos FPSOs são protegidos por sistema de extintores de espuma. O maquinário existente nos FPSOs e os espaços entre os equipamentos são equipados com extintores fixos de CO<sub>2</sub>.

O sistema de combate a incêndio dos FPSOs será composto de:

- Sistema de Água;

- Sistema de espuma;
- Sistema de CO<sub>2</sub>;
- Extintores portáteis

#### II.2.4.3.3.1 - Sistema de Água

##### II.2.4.3.3.1.1 - Rede plug-fusível

Este sistema consiste em manter uma rede pressurizada com ar, e com a presença de sensores *plug-fusível* ao longo de toda sua extensão. Uma vez rompidos estes sensores, pelo aumento da temperatura, ocorrerá despressurização dessa rede, atuando na sequência o pressostato que abrirá a Válvula de Dilúvio - ADV para o local correspondente à ocorrência. Imediatamente tem-se a partida das bombas de incêndio, alimentando com água a rede de dilúvio correspondente. A área de abrangência deste sistema é a planta de processo, área de produtos químicos e *flare*.

##### II.2.4.3.3.1.2 - Anel de Incêndio

Este sistema é mantido pressurizado pela bomba *jockey*, sendo alimentado pelas bombas de incêndio e tem a sua abrangência ao longo de toda a embarcação. O acionamento se dá de forma manual pelo operador da área ou automaticamente após atuação de sensores de fogo.

Os FPSOs possuem, também, estações com hidrantes e mangueiras de incêndio, que além de atenderem a pontos existentes na embarcação, atendem ao heliponto e aos módulos da área de *topside*.

O sistema de combate a incêndio possui também um sistema de dilúvio cujo objetivo é aspergir água sobre equipamentos de processo de forma a resfriá-los e reduzir o risco de aumento do incêndio. Este sistema deverá ser imediatamente acionado sempre que percebido foco de incêndio na área e está previsto o atendimento às seguintes áreas:

- Separadores, tratador eletrostático, tanque de dreno fechado;
- Separador e trocadores de calor;
- Risers e manifolds

- Tanques de produtos químicos e bombas.

#### II.2.4.3.3.1.3 - Sistema de Espuma

Os FPSOs contarão com um sistema de espuma nas áreas do heliponto e dos tanques.

A unidade é dotada de 2 vasos de Líquido Gerador de Espuma - LGE, sendo um para alimentar os canhões do heliponto e o outro que abrange a área do convés principal e planta de processo. O sistema é acionado pela sala de controle, caso necessário, através de uma abertura que interliga o anel de incêndio com o LGE no interior do vaso, que se encontra pressurizado.

O princípio de funcionamento do sistema se baseia no tubo venturi (tubo de arraste), que alimenta o canhão que fora acionado. Além destes sistemas, têm-se ainda sistemas de bombonas portáteis instalados em pontos estratégicos. Este sistema consiste em mangotes com tubo pescador (mergulhados na bombona) e interligados com mangueiras, que em caso de emergência, podem ser utilizadas, adaptando-as rapidamente aos hidrantes do sistema fixo do anel de incêndio. Neste sistema utiliza-se também o princípio de arraste.

#### II.2.4.3.3.1.4 - Sistema de CO<sub>2</sub>

Sistemas de CO<sub>2</sub> serão disponibilizados para combate a incêndio na sala de máquinas, de bombas e gerador de emergência. Estas áreas serão dotadas de alarmes para evacuar as pessoas do local antes do acionamento do sistema de CO<sub>2</sub>.

#### II.2.4.3.3.1.5 - Extintores Portáteis de Incêndio

Extintores de incêndio serão disponibilizados de acordo com a legislação brasileira pertinente.

#### II.2.4.3.4 - Sistema de Comunicação

Em termos de segurança, a principal função do sistema de comunicação de emergência é comunicar aos serviços de resgate a decisão de abandonar o FPSO ou requerer resgate de pessoas feridas. Estão previstos 2 Sistemas de Comunicação a bordo dos FPSOs:

##### II.2.4.3.4.1 - Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes

Constituído de transdutores sonoros (cornetas, alto-falantes, etc.) instalados em todas as áreas da unidade *offshore*, permitindo a emissão de chamadas e avisos em alta-voz, acompanhados, quando necessário, por alarmes de emergência específicos (Emergência e Abandono da Unidade). Esse Sistema é mantido por uma fonte ininterrupta de energia (UPS - *Uninterrupted Power Supply*). O funcionamento desses dois alarmes é gerenciado remotamente pelo Sistema ECOS (Estação Central de Supervisão e Operação) da unidade que, através de conexão com o Sistema de Intercomunicação em pauta, automaticamente aciona o sinal de alarme respectivo.

Nas áreas ruidosas, as chamadas e os alarmes são acompanhados de sinalização visual através do uso de lâmpadas de estado na cor Branca/Cristal. Os avisos de emergência têm prioridade máxima durante o soar de um tom de alarme. Quando emitidos a bordo, o nível sonoro do tom de alarme em curso é emudecido automaticamente. Os cabos da rede desse sistema são resistentes a fogo, não contribuindo para a sua propagação.

##### II.2.4.3.4.2 - Sistema de Radiocomunicações e Sistema para Salvaguarda da Vida Humana no Mar (GMDSS)

Sistemas constituídos de transceptores para radiocomunicação em diversas faixas de frequência (HF, VHF e UHF). São utilizados para contato radiofônico com estações costeiras e com embarcações de apoio no mar. O Sistema GMDSS (Sistema para Salvaguarda da Vida Humana no Mar) é utilizado nos casos de acidentes na unidade, sempre que há necessidade de auxílio externo. Ambos os

sistemas são mantidos por fontes independentes e sistema de baterias exclusivos, estando conectados a fontes ininterruptas de energia (UPS).

No caso de uma emergência a bordo do FPSO, devem ser contatados os serviços de resgate e os escritórios da PETROBRAS em Santos/SP. Essas ações devem ser conduzidas a partir da sala de rádio, baseadas nas instruções fornecidas pelo Fiscal da PETROBRAS a bordo. Esse processo de comunicação deve ser conduzido via telefone e rádio VHF, devendo incluir notificações à base de apoio, serviços de transporte aéreo, barcos de apoio, além de outras unidades operando na área.

Os principais sistemas de comunicação são:

- Comunicações externas:
  - Inmarsat- C (GMDSS);
  - Inmarsat Mini-M;
  - HF/SSB-SMM Network (Serviço móvel Marinho) que permita comunicação com a unidade de apoio e EMBRATEL;
  - VSAT (voz e facsimile via PABX e registro);
  - Rádio UHF digital;
  - Rádio marítimo VHF (GMDSS);
  - Rádio marítimo MF/HF (GMDSS);
  - Rádio aeronáutico (VHF/AM).
- Comunicações internas:
  - Estação de rádio UHF localizada na sala de controle de rádio;
  - Rádio UHF portátil intrinsecamente seguro.

#### II.2.4.3.5 - Sistema de Manutenção

Os FPSOs possuirão um padrão documentado contendo diversos procedimentos referentes a todas as atividades de manutenção preventiva, preditiva e corretiva dos equipamentos que compõem a unidade.

Dentre as diversas ações de inspeção e manutenção preventiva das instalações dos FPSOs, linhas e gasodutos, as principais são: instalação de cupons de corrosão (corpos de prova) em diferentes locais do FPSO para registrar e avaliar eventos corrosivos, lançamento de pigs de rotina e limpeza,

lançamento de *pigs* de inspeção, inspeção dos dutos flexíveis e rígidos e monitoramento dinâmico dos movimentos do topo dos RHAS.

#### II.2.4.3.6 - Sistema de Medição e Monitoramento

A medição de fluidos (óleo e gás) seguirá o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP (Portaria Conjunta nº 1 ANP/INMETRO, de 19 de junho de 2000).

#### II.2.4.3.7 - Sistema de Geração de Energia de Emergência

O sistema de geração de energia de emergência dos FPSOs consistirá de geradores a diesel de emergência. A partida do gerador será automática e ocorrerá logo após a interrupção da energia no FPSO. A potência foi calculada de modo que o gerador possa suprir todos os serviços indicados na Convenção Internacional para a Salvaguarda da Vida no Mar SOLAS - *Safety of Life at Sea*.

Os equipamentos movidos a diesel serão utilizados somente enquanto não houver produção de gás ou em situações de emergência.

O sistema, que opera independentemente do sistema principal atende aos seguintes equipamentos:

- Painel de luz de emergência, localizados no *deck* superior;
- Carregadores de bateria para os geradores de emergência;
- Carregador de bateria para bomba de incêndio primária;
- Bomba de espuma;
- Equipamentos de comunicação;
- Luzes do heliponto e de emergência;
- Equipamentos de navegação;
- Sala de máquinas;
- Painel de controle de energia;
- Sistema de CO<sub>2</sub>;
- Sistema de Gás Inerte;
- Operação dos tanques e mesas de controle.

## II.2.4.4 - Curva Prevista para a Produção de Óleo, Gás e Água

### II.2.4.4.1 - SPA e TLDs

A produção média prevista de óleo e gás para o SPA e TLDs está apresentada na **Tabela II.2.4.4.1-1**. O gás produzido será utilizado internamente nos FPSOs como combustível e o excedente será encaminhado para queima na tocha. A produção de petróleo dos SPA e TLDs é limitada devido à quantidade máxima de queima do gás associado aprovada pela ANP (500.000 m<sup>3</sup>/dia).

**Tabela II.2.4.4.1-1 - Produção Média de Óleo e Gás para o SPA e TLDs.**

Atividade	Produção de Óleo (m <sup>3</sup> /dia)	Produção de gás (m <sup>3</sup> /dia)
SPA Lula Oeste	1.750	500.000
TLD de NE de Tupi	2.424	540.000
TLD de Franco NW	2.455	540.000
TLD de Franco SW	2.320	580.000
TLD de Franco Leste	2.320	580.000
TLD do Entorno de Iara	2.320	580.000
TLD de Florim	2.320	580.000

### II.2.4.4.2 - DPs

A curva de produção dos DPs está apresentada na **Tabela II.2.4.4.2-1** a **Tabela II.2.4.4.2-5**.



**Tabela II.2.4.4.2-1 - Curva de Produção de óleo, gás e água produzida - DPs de Sapinhoá Norte e Área de Carioca .**

DP Sapinhoá Norte			DP Carioca				
Ano	Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Gás (m <sup>3</sup> /d)	Água (m <sup>3</sup> /d)	Ano	Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Gás (m <sup>3</sup> /d)	Água (m <sup>3</sup> /d)
2014	2.512	583.600	0	2014	-	-	-
2015	19.426	4.501.400	25	2015	-	-	-
2016	22.522	5.074.700	133	2016	2.491	391.433	4
2017	22.155	4.916.500	499	2017	13.615	2.133.460	266
2018	21.368	4.710.900	1.287	2018	12.787	2.868.050	1.066
2019	20.145	4.419.900	2.509	2019	9.202	3.423.500	2.886
2020	18.751	4.097.700	3.904	2020	6.053	3.391.650	4.498
2021	17.277	3.762.100	5.378	2021	4.516	3.364.440	5.302
2022	15.821	3.434.400	6.834	2022	6.631	3.432.980	5.742
2023	14.227	3.080.800	8.209	2023	3.064	3.515.220	6.241
2024	12.474	2.694.500	9.244	2024	2.735	3.621.010	6.773
2025	10.966	2.363.500	10.041	2025	2.489	3.680.280	7.235
2026	9.766	2.101.900	10.649	2026	2.202	3.680.000	7.429
2027	8.792	1.904.000	11.119	2027	1.963	3.680.000	7.707
2028	7.916	1.756.600	11.515	2028	1.777	3.680.000	7.978
2029	7.168	1.623.200	11.904	2029	1.622	3.680.000	8.160
2030	6.589	1.513.400	12.374	2030	1.472	3.680.000	8.278
2031	6.088	1.413.100	12.807	2031	1.357	3.680.010	8.410
2032	5.646	1.323.700	13.188	2032	1.247	3.679.990	8.518
2033	5.311	1.262.100	13.653	2033	1.155	3.680.000	8.480
2034	5.047	1.214.700	14.209	2034	1.076	3.680.000	8.460
2035	4.821	1.184.300	14.834	2035	1.013	3.680.000	8.521
2036	4.579	1.146.000	15.410	2036	964	3.680.000	8.680
2037	4.350	1.105.200	15.920	2037	-	-	-
2038	4.148	1.067.200	16.441	2038	-	-	-

**Tabela II.2.4.4.2-2 - Curva de Produção de óleo, gás e água produzida - DPs de Lula Alto, Lula Central e Lula Sul.**

DP Lula Alto				DP Lula Central				DP Lula Sul			
Ano	Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Gás (m <sup>3</sup> /d)	Água (m <sup>3</sup> /d)	Ano	Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Gás (m <sup>3</sup> /d)	Água (m <sup>3</sup> /d)	Ano	Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Gás (m <sup>3</sup> /d)	Água (m <sup>3</sup> /d)
2016	5.331	1.664.000	2	2016	5.731	1.426.000	4	2016	3.265	767.301	10
2017	14.789	4.258.000	10	2017	20.433	5.539.200	19	2017	13.447	3.305.968	114
2018	19.375	5.656.000	23	2018	20.352	5.678.300	42	2018	20.235	5.115.282	156
2019	18.485	5.700.000	75	2019	19.296	5.594.500	114	2019	22.321	5.568.845	194
2020	17.528	5.649.000	192	2020	18.198	5.543.300	272	2020	21.104	5.618.957	296
2021	16.784	5.479.000	362	2021	17.018	5.464.700	554	2021	19.636	5.652.591	488
2022	16.310	5.333.000	622	2022	15.894	5.347.500	1.100	2022	18.208	5.693.754	921
2023	15.452	5.226.000	1.080	2023	14.689	5.173.300	1.699	2023	16.517	5.699.999	1.562
2024	14.453	5.123.000	1.680	2024	13.477	4.939.100	2.151	2024	14.962	5.700.001	2.320
2025	13.308	4.873.000	2.395	2025	12.434	4.646.200	2.878	2025	13.867	5.529.303	3.141
2026	12.069	4.621.000	3.074	2026	11.373	4.251.100	3.595	2026	12.936	5.109.345	4.014
2027	10.892	4.361.000	3.717	2027	10.246	3.821.200	4.029	2027	12.135	4.795.990	4.877
2028	9.940	4.144.000	4.381	2028	9.171	3.387.200	4.112	2028	11.363	4.594.845	5.788
2029	8.825	3.894.000	4.666	2029	8.399	3.072.500	4.823	2029	10.707	4.400.883	6.623
2030	7.840	3.669.000	4.683	2030	7.757	2.822.900	5.566	2030	10.204	4.230.063	7.523
2031	7.239	3.508.000	5.038	2031	7.055	2.570.100	6.244	2031	9.731	4.169.689	8.495
2032	6.775	3.381.000	5.554	2032	6.482	2.350.800	6.898	2032	9.261	4.164.395	9.530
2033	6.330	3.266.000	6.036	2033	5.883	2.134.700	7.540	2033	8.760	4.146.235	10.273
2034	5.908	3.175.000	6.507	2034	5.351	1.953.700	8.094	2034	8.360	4.120.700	11.162
2035	5.474	3.092.000	6.883	2035	4.857	1.793.300	8.634	2035	7.926	4.071.396	11.865
2036	5.105	3.014.000	7.233	2036	4.396	1.649.000	9.138	2036	7.513	3.997.853	12.500
2037	4.752	2.932.000	7.506	2037	3.986	1.517.500	9.566	2037	7.146	3.870.361	13.040

**Tabela II.2.4.4.2-3 - Curva de Produção de óleo, gás e água produzida - DPs de Lula Norte, Lula Extremo Sul e Lula Oeste.**

DP Lula Norte			DP Lula Extremo Sul			DP Lula Oeste					
Ano	Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Gás (m <sup>3</sup> /d)	Água (m <sup>3</sup> /d)	Ano	Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Gás (m <sup>3</sup> /d)	Água (m <sup>3</sup> /d)	Ano	Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Gás (m <sup>3</sup> /d)	Água (m <sup>3</sup> /d)
2016	790	89.820	2	2016	-	-	-	2016			
2017	11.470	797.562	41	2017	5.099	1.243.000	4	2017	4.303	665.554	17
2018	19.965	1.390.000	111	2018	15.994	3.844.000	373	2018	13.173	2.031.778	369
2019	18.715	1.490.000	453	2019	20.687	5.356.000	449	2019	15.103	2.341.756	2.408
2020	16.815	1.440.000	1.041	2020	20.201	5.267.000	503	2020	13.980	2.169.248	5.755
2021	15.095	1.400.000	1.932	2021	19.261	5.231.000	769	2021	10.889	1.688.791	8.179
2022	13.438	1.330.000	3.119	2022	18.260	5.290.000	1.147	2022	8.702	1.347.852	10.200
2023	12.013	1.220.000	4.415	2023	17.146	5.306.000	1.658	2023	7.103	1.098.544	12.013
2024	10.562	1.110.000	5.669	2024	15.966	5.403.000	2.246	2024	6.099	941.923	13.494
2025	9.277	1.000.000	6.903	2025	14.423	5.308.000	2.802	2025	5.349	824.965	14.498
2026	8.126	896.856	8.131	2026	12.647	4.860.000	3.163	2026	4.834	744.959	15.346
2027	7.191	817.339	9.381	2027	11.896	4.904.000	3.530	2027	4.394	676.724	15.915
2028	6.395	762.243	10.589	2028	11.218	4.946.000	3.856	2028	4.010	617.056	16.276
2029	5.636	703.145	11.570	2029	10.331	4.792.000	4.118	2029	3.734	574.114	16.694
2030	4.991	688.279	11.677	2030	8.850	4.183.000	4.200	2030	3.503	538.322	17.104
2031	4.436	659.786	11.597	2031	8.365	4.198.000	4.397	2031	3.273	502.620	17.362
2032	4.000	626.912	11.624	2032	7.905	4.191.000	4.623	2032	3.072	471.472	17.591
2033	3.643	595.738	11.632	2033	7.484	4.180.000	4.836	2033	2.862	438.912	17.638
2034	3.350	569.922	11.580	2034	7.110	4.160.000	5.021	2034	2.670	409.243	17.623
2035	3.068	544.907	11.415	2035	6.767	4.145.000	5.193	2035	2.485	380.699	17.467
2036	2.846	523.308	11.280	2036	6.454	4.134.000	5.360	2036	2.342	358.543	17.426
2037	2.631	501.578	11.069	2037	6.162	4.125.000	5.515	2037	2.222	340.001	17.412

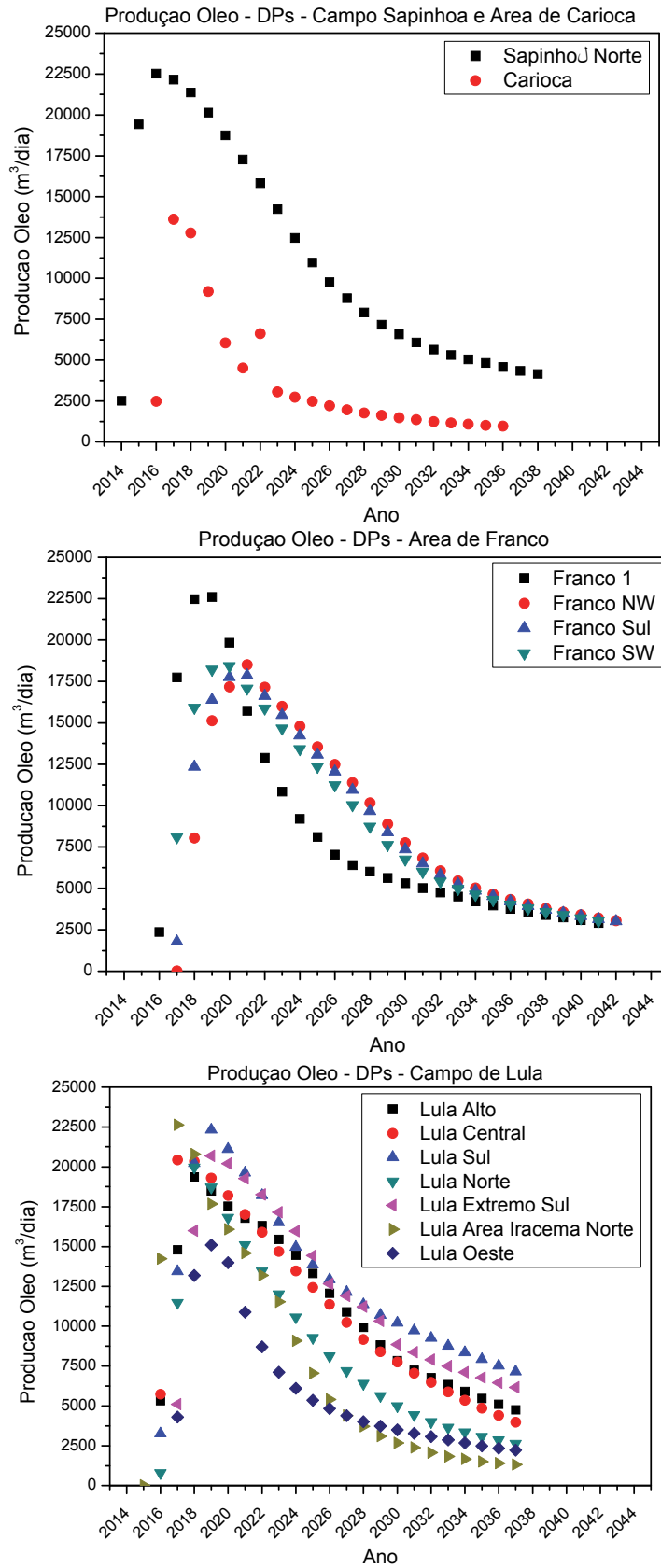
**Tabela II.2.4.4.2-4 - Curva de Produção de óleo, gás e água produzida - DPs de Lula Área de Iracema Norte, Franco 1 e Franco NW de Franco**

DP Lula Área Iracema Norte				DP Franco 1				DP Franco NW			
Ano	Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Gás (m <sup>3</sup> /d)	Água (m <sup>3</sup> /d)	Ano	Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Gás (m <sup>3</sup> /d)	Água (m <sup>3</sup> /d)	Ano	Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Gás (m <sup>3</sup> /d)	Água (m <sup>3</sup> /d)
2014	-	-	-	2014	-	-	-	2014	-	-	-
2015	21	6.600	0	2015	-	-	-	2015	-	-	-
2016	14.230	4.515.000	244	2016	2.375	568.426	0	2016			
2017	22.630	7.169.000	1.427	2017	17.751	4.248.843	1	2017	11	2.524	0
2018	20.780	6.550.000	3.986	2018	22.475	5.400.643	304	2018	8.049	1.931.378	15
2019	17.670	5.562.000	6.062	2019	22.599	5.585.473	2.358	2019	15.130	3.630.400	88
2020	16.080	5.070.000	7.233	2020	19.838	5.137.516	6.389	2020	17.179	4.124.502	826
2021	14.590	4.614.000	8.137	2021	15.721	4.263.513	9.913	2021	18.506	4.449.823	1.276
2022	13.200	4.187.000	6.868	2022	12.893	3.688.508	12.640	2022	17.140	4.135.885	1.802
2023	11.520	3.668.000	7.070	2023	10.846	3.242.681	14.631	2023	15.988	3.877.152	2.417
2024	9.078	2.916.000	9.235	2024	9.199	2.837.689	15.793	2024	14.785	3.631.855	3.237
2025	7.044	2.266.000	10.400	2025	8.099	2.552.640	17.021	2025	13.539	3.382.965	4.144
2026	5.404	1.739.000	11.000	2026	7.029	2.292.359	17.567	2026	12.481	3.168.480	5.146
2027	4.385	1.415.000	12.000	2027	6.412	2.137.596	17.899	2027	11.380	2.935.081	6.134
2028	3.709	1.202.000	12.850	2028	6.011	2.047.031	18.075	2028	10.172	2.662.396	7.086
2029	3.106	1.012.000	12.940	2029	5.636	1.951.873	18.160	2029	8.883	2.354.621	7.992
2030	2.681	878.100	12.960	2030	5.314	1.863.598	18.288	2030	7.760	2.079.968	8.698
2031	2.387	786.300	13.110	2031	5.021	1.777.356	18.438	2031	6.827	1.853.587	9.118
2032	2.067	686.900	11.910	2032	4.761	1.694.994	18.576	2032	6.063	1.669.657	9.563
2033	1.828	614.400	10.740	2033	4.508	1.616.304	18.646	2033	5.457	1.520.477	10.079
2034	1.667	560.900	10.030	2034	4.212	1.528.036	17.811	2034	5.018	1.413.663	10.713
2035	1.504	500.200	8.206	2035	3.967	1.446.573	17.991	2035	4.652	1.315.749	11.287
2036	1.406	466.300	8.239	2036	3.757	1.377.689	18.164	2036	4.337	1.227.850	11.788
2037	1.322	437.900	8.277	2037	3.571	1.315.425	18.340	2037	4.045	1.137.555	12.208
2038	-	-	-	2038	3.398	1.259.491	18.503	2038	3.790	1.060.097	12.538
2039	-	-	-	2039	3.246	1.209.908	18.645	2039	3.570	998.225	12.758
2040	-	-	-	2040	3.091	1.159.778	18.752	2040	3.403	953.274	13.055
2041	-	-	-	2041	2.910	1.097.734	18.667	2041	3.207	902.632	13.225
2042	-	-	-	2042	-	-	-	2042	3.058	863.886	13.477

**Tabela II.2.4.4.2-5 - Curva de Produção de óleo, gás e água produzida - DPs de Franco Sul e Franco WW de Franco**

DP Franco Sul				DP Franco SW			
Ano	Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Gás (m <sup>3</sup> /d)	Água (m <sup>3</sup> /d)	Ano	Óleo (m <sup>3</sup> /d)	Gás (m <sup>3</sup> /d)	Água (m <sup>3</sup> /d)
2016	-	-	-	2016	21	4.948	0
2017	1.790	429.756	3	2017	8.096	1.942.979	15
2018	12.346	2.963.265	25	2018	15.921	3.821.066	167
2019	16.378	3.930.645	393	2019	18.212	4.373.414	920
2020	17.755	4.265.804	983	2020	18.439	4.435.395	1.363
2021	17.856	4.299.876	1.494	2021	17.077	4.122.152	1.896
2022	16.618	4.017.966	2.043	2022	15.878	3.852.655	2.550
2023	15.464	3.767.903	2.742	2023	14.651	3.602.335	3.385
2024	14.232	3.523.917	3.596	2024	13.411	3.354.669	4.302
2025	13.085	3.292.859	4.571	2025	12.343	3.136.452	5.297
2026	12.058	3.082.176	5.576	2026	11.231	2.899.144	6.275
2027	10.948	2.841.872	6.556	2027	10.034	2.627.336	7.241
2028	9.663	2.542.925	7.502	2028	8.726	2.314.521	8.085
2029	8.389	2.234.391	8.318	2029	7.622	2.044.682	8.743
2030	7.359	1.981.246	8.901	2030	6.745	1.833.999	9.182
2031	6.488	1.773.302	9.275	2031	6.003	1.654.049	9.653
2032	5.813	1.609.361	9.816	2032	5.408	1.508.171	10.181
2033	5.268	1.476.239	10.365	2033	4.978	1.402.701	10.816
2034	4.860	1.372.396	10.988	2034	4.617	1.305.535	11.378
2035	4.530	1.282.677	11.546	2035	4.308	1.217.957	11.869
2036	4.220	1.191.846	12.019	2036	4.017	1.127.383	12.278
2037	3.932	1.102.128	12.390	2037	3.783	1.056.790	12.637
2038	3.700	1.034.463	12.668	2038	3.567	996.076	12.849
2039	3.509	981.548	12.924	2039	3.387	948.332	13.122
2040	3.324	933.410	13.172	2040	3.197	899.441	13.305
2041	3.148	888.012	13.378	2041	3.048	860.343	13.557
2042	3.011	851.902	13.643	2042	-	-	-

A **Figura II.2.4.4.2-1** a **Figura II.2.4.4.2-3** ilustram graficamente a produção de óleo, gás e água produzida dos DPs.



**Figura II.2.4.4.2-1 - Curva de Produção de Óleo dos DPs.**

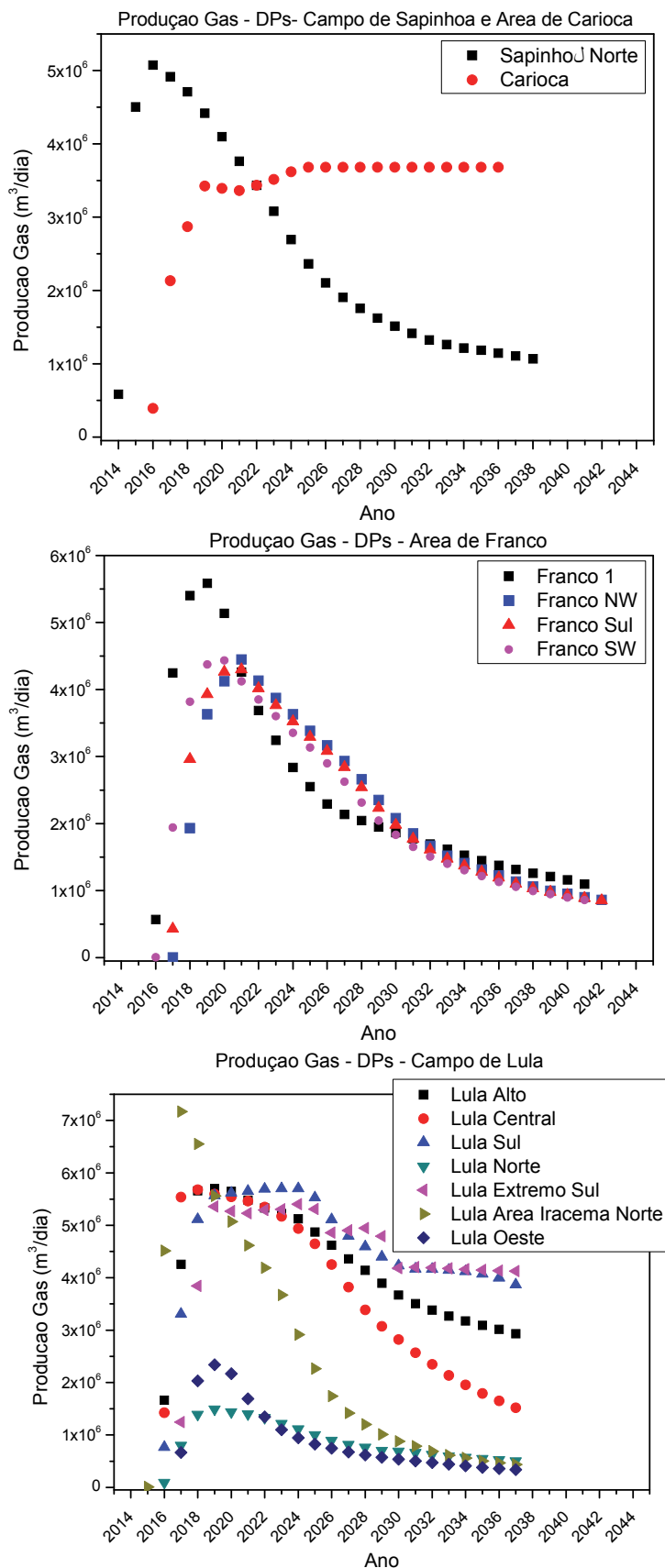
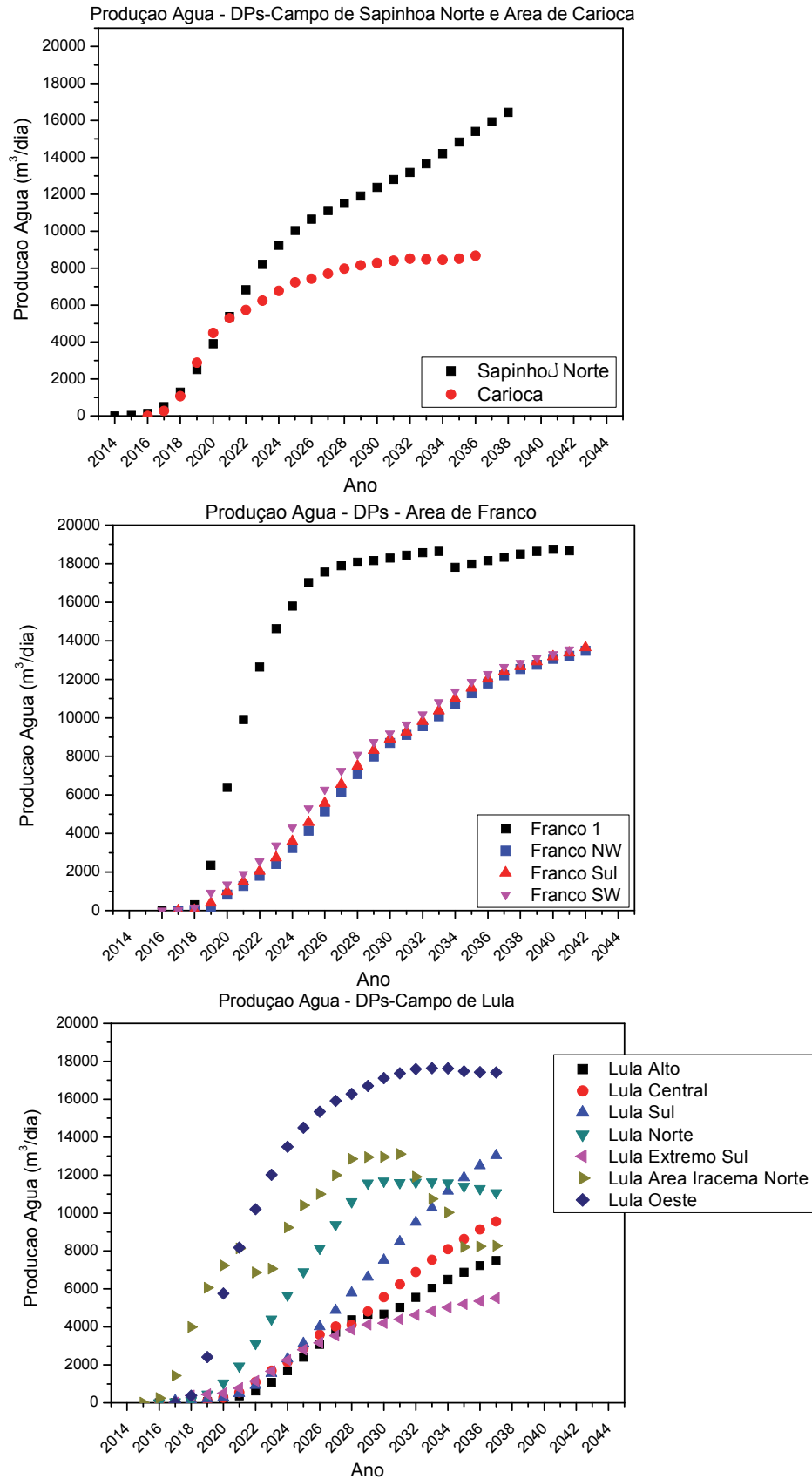


Figura II.2.4.4.2-2 - Curva de Produção de Gás dos DPs.



**Figura II.2.4.4.2-3 - Curva de Produção de Água Produzida dos DPs.**



## **II.2.4.5 - Descrição das Operações de Intervenção Durante a Produção**

### **II.2.4.5.1 - Intervenções (workovers)**

Ao longo de sua vida útil, os poços de petróleo necessitam sofrer manutenções, sejam elas preventivas ou corretivas, como é comum a qualquer equipamento mecânico. Operações dessa natureza são denominadas “operações de intervenção”.

O termo “intervenção” designa um variado conjunto de operações em poços de petróleo que podem ser de maior ou menor complexidade, conforme os procedimentos necessários em cada situação. A complexidade se refletirá, também, no tempo necessário à realização dos trabalhos e nos riscos de segurança envolvidos.

Diversas são as razões que geram a necessidade de intervenção em um poço. Em geral, estas razões estão associadas à queda de produtividade, variações de pressão no anular poço-coluna, entupimentos pela produção de sólidos da formação ou pela precipitação de sais ou parafinas nas colunas e linhas de produção etc. Deve-se ressaltar que, muitas vezes, faz-se necessário intervir em um poço sem se saber ao certo o que está causando seu mau funcionamento, o que torna, na maioria das vezes, impossível a estimativa da duração de tempo dos trabalhos, assim como a ocasião de sua ocorrência e urgência.

Devido a estas situações, uma das principais características das operações de intervenção é a imprevisibilidade: não se sabe quando estas irão ocorrer ao longo da “vida” produtiva do poço. É certo que, em algum momento, em geral mais de uma vez, será necessário substituir parte do equipamento do interior do poço, ou mesmo o equipamento por completo, ou ainda, realizar uma simples limpeza da coluna de produção.

### **II.2.4.5.2 - Descrição dos principais processos**

Para efeito de clareza e de organização deste descritivo, as diversas modalidades de operações de intervenção foram classificadas em dois grupos

principais: aqueles onde não é necessária a retirada da árvore de natal e aqueles onde a retirada da árvore de natal do poço se faz obrigatória.

O desdobramento de cada um desses grupos poderá ser visualizado no **Quadro II.2.4.5.2-1**:

**Quadro II.2.4.5.2-1 - Operações de intervenção**

Tipos de intervenção	Atividade a ser realizada
Sem a retirada da árvore de natal	Operações com arame e/ou cabo elétrico: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Perfilagens;</li> <li>• Instalação/retirada de acessórios de coluna;</li> <li>• Operações de canhoneio;</li> <li>• Registro de pressão e temperatura;</li> <li>• Amostragem de fundo.</li> </ul> Operações com flexitubo: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Perfilagens;</li> <li>• Instalação/retirada de acessórios de coluna;</li> <li>• Bombeio de solventes e soluções ácidas;</li> <li>• Limpeza de colunas/revestimentos;</li> <li>• Indução de surgência (serviços com N2 ou diesel).</li> </ul> Estimulação Mudança de zona produtora ou injetora Conversão de poço
Com a retirada da árvore de natal*	Substituição de equipamentos do poço Mudança de zona produtora ou injetora Conversão de poço Alteração do método de elevação Estimulação Contenção de areia Correção de cimentação Abandono

\*A árvore de natal molhada horizontal (ANM) não necessita ser retirada para a desinstalação e reinstalação de coluna de produção.

**II.2.4.5.2.1 - Operações de intervenção sem a retirada da árvore de natal**

As operações de intervenção realizadas sem a retirada da árvore de natal são aquelas em que equipamentos ou ferramentas são descidos no poço através de um arame, flexitubo ou um cabo eletromecânico. São em geral operações simples, que envolvem medições, colocação ou retirada de acessórios da coluna de produção ou, ainda, bombeio de soluções ácidas, solventes e nitrogênio.

Qualquer que seja a ação necessária, as operações seguirão a seqüência:

- Instalação do equipamento de segurança (BOPW – BOP de *workover*, instalado sobre a árvore de natal);
- Descida do equipamento/ferramenta necessário para a operação a ser realizada no poço;

- Execução da operação de intervenção propriamente dita;
- Retirada do equipamento/ferramenta;
- Desinstalação do equipamento de segurança (BOPW);
- Entrega do poço para produção.

#### II.2.4.5.2.1.1 - Operações com arame e/ou cabo elétrico

As operações realizadas com arame e/ou com cabo eletromecânico são em geral de natureza simples, visando o monitoramento da produção, operações de canhoneio ou ainda, colocação/retirada de acessórios da coluna.

Segue a descrição das principais operações:

- Perfilagens: estas operações são realizadas, em geral, para avaliar as possíveis causas de uma queda na produtividade dos poços e/ou avaliar as condições de fluxo. Através de um cabo eletromecânico, uma ferramenta é descida no poço para medir parâmetros (tais como: vazão de produção e temperaturas de fluxo);
- Instalação/retirada de acessórios da coluna: a coluna de produção é composta por inúmeros elementos, cada um deles prestando-se a uma finalidade operacional específica. Estas operações são realizadas para controlar temporariamente a passagem de fluidos pela coluna, para a substituição de válvulas de *gas-lift* e para a abertura ou fechamento de intervalos de produção;
- Operações de canhoneio: estas operações são necessárias quando se decide colocar um novo intervalo em produção ou injeção, ampliar a densidade de furos no intervalo em questão e corrigir a cimentação. A operação de canhoneio é realizada com a descida de uma ogiva contendo cargas explosivas, que serão detonadas por impulsos eletromagnéticos, permitindo a comunicação da formação produtora com o interior do poço;
- Registro de pressão e temperatura: estas operações permitem uma análise do comportamento das pressões e temperatura do reservatório. Podem ser realizadas leituras em tempo real pelo registrador, que é descido no poço através de um cabo eletromecânico. Outra opção é descer no poço um registrador de pressão e temperatura, que ali

permanecerá por algum tempo (dias), registrando os valores de pressão que serão analisados posteriormente;

- Amostragem de fundo: estas operações permitem a coleta (amostragem) de fluidos, depósitos orgânicos e inorgânicos e detritos. São realizadas através da descida de ferramentas apropriadas (caçambas, câmaras especiais etc.), conectadas na extremidade de cabo ou arame.

#### II.2.4.5.2.1.2 - Operações com flexitubo

O flexitubo é um tubo de aço carbono, flexível, introduzido no poço para bombear fluidos, gases, soluções ácidas e solventes, necessários à manutenção do poço. O flexitubo também permite a realização de operações de perfilagem e instalação/remoção de acessórios da coluna de produção, tal como nas operações com arame ou cabo.

Nas operações de injeção de soluções ácidas e solventes, também chamadas de operações de estimulação, a extremidade do flexitubo é descida e posicionada em frente ao intervalo a ser estimulado.

As principais operações com flexitubo são descritas a seguir:

- Perfilagem: similar às operações com arame e/ou cabo;
- Instalação/retirada de acessórios da coluna: similar às operações com arame e/ou cabo;
- Bombeio de solventes e soluções ácidas para a formação (estimulação): as operações de injeção de solventes e soluções ácidas são necessárias quando a formação produtora/injetora apresenta-se danificada, acarretando queda da produtividade/injetividade do poço;
- Limpeza de colunas/revestimentos: nessas operações, a extremidade do flexitubo é posicionada próximo ao ponto que apresenta obstrução, para que seja injetado o fluido adequado à limpeza pretendida;
- Indução de surgência (serviços com N<sub>2</sub> ou diesel): a injeção de nitrogênio ou diesel reduz a pressão hidrostática no interior da coluna de produção, permitindo a surgência dos fluidos para fora do poço.

#### II.2.4.5.2.2 - Operações de intervenção com a retirada da árvore de natal

Algumas vezes, a necessidade de intervenção em poços envolve operações mais complexas, requerendo, por exemplo, a necessidade de substituição de partes da coluna, ou mesmo da coluna inteira. Nessas situações, faz-se necessária a retirada da árvore de natal. Em alguns casos ainda, são detectados problemas na própria árvore de natal, sendo imprescindível substituí-la.

Todas as operações deste grupo de intervenções, quando em poços submarinos, são realizadas por uma unidade marítima de perfuração/completação, visto que a coluna de trabalho, bem como o dispositivo de segurança de poço (BOP), são os mesmos utilizados naquelas operações.

Nessas intervenções, as atividades são iniciadas com as seguintes ações:

Amortecimento do poço com fluido adequado;

- Retirada da árvore de natal (quando não for ANMH);
- Instalação do BOP;
- Retirada da coluna de produção.

Após a execução das operações necessárias, proceder-se-ão:

- Descida da nova coluna de produção;
- Retirada do BOP;
- Instalação da árvore de natal;
- Indução de surgência, exceto nas intervenções em poços injetores.

#### II.2.4.5.2.2.1 - Operações de substituição de equipamentos do poço e/ou da árvore de natal

Esse grupo de operações inclui tanto a substituição da árvore de natal, quanto a substituição da coluna de produção ou de equipamentos específicos desta.

Após algum tempo de operação, a árvore de natal poderá apresentar problemas de funcionamento, sendo necessária a sua substituição. Nesta situação específica, não é necessária a retirada da coluna de produção.

No caso da coluna de produção, esta é composta por inúmeros elementos, cada qual desempenhando uma função específica. Com o passar do tempo, o

desgaste natural desses acessórios leva à necessidade de sua substituição. Nessas ocasiões, é muito comum que se aproveite a oportunidade para proceder à substituição completa da coluna.

#### II.2.4.5.2.2.2 - Operações de recompletação

Completação é a atividade de preparação dos poços para a produção, pela instalação de equipamentos em seu interior (coluna de produção/injeção) e, posteriormente, da árvore de natal. O tipo de completação é função de inúmeros fatores, tais como: tipo de poço (produtor ou injetor), método de elevação aplicado, número de intervalos produtores, geometria do poço (vertical, inclinado ou horizontal) etc.

A recompletação é necessária quando se decide alterar a estratégia de exploração do campo produtor. Essas operações de intervenção podem ser agrupadas em:

- Mudança de zona produtora ou injetora: são operações que visam incluir, excluir ou alterar a zona produtora/injetora, visando o aumento da produção de óleo ou a redução na produção de água, ou ainda, aumento da injeção de água. Estão associadas a esta intervenção as seguintes operações: cimentação de intervalos, canhoneio de novos intervalos e reconfiguração da coluna de produção;
- Conversão de poço produtor para injetor: nesse tipo de intervenção, a coluna de produção é totalmente substituída por outra e equipada com acessórios necessários à injeção de água. Analogamente à intervenção para mudança de zona produtora, estão associadas às seguintes operações: cimentação de intervalos, canhoneio de novos intervalos e reconfiguração da coluna de produção;
- Conversão de poço injetor para produtor: nesse tipo de intervenção, a coluna de injeção é totalmente substituída por outra e equipada com acessórios necessários à produção. Analogamente à intervenção para mudança de zona injetora, estas operações estão associadas à: cimentação de intervalos, canhoneio de novos intervalos e reconfiguração da coluna de injeção.

#### *II.2.4.5.2.2.3 - Alteração do método de elevação*

Estas intervenções são necessárias para substituição dos equipamentos de subsuperfície, responsáveis pelo incremento de pressão de fundo (válvulas de gas-lift, bombas etc.), em função de falhas ou adequação às novas características dos fluidos produzidos, dos parâmetros permoporosos e do declínio da pressão do reservatório.

As substituições podem ser realizadas pela plataforma de produção, ou então, em poços remotos, por uma unidade de perfuração/completação. É realizado o amortecimento do poço, utilizando-se fluidos de completção, seguido da retirada da coluna de produção, substituição do equipamento de elevação e remontagem da coluna. O poço, portanto, torna-se apto ao retorno em produção.

#### *II.2.4.5.2.2.4 - Operações de estimulação*

As operações de estimulação são necessárias para melhorar a produtividade dos poços. Conforme já citado nas operações com flexitubo, a injeção de soluções ácidas ou solventes é utilizada para a remoção de danos causados ao reservatório durante a perfuração do poço ou pelo próprio processo produtivo, ou ainda, para a melhoria das condições de permoporosidade do reservatório.

Outra técnica de estimulação consiste na utilização de fluidos poliméricos, que contêm sólidos inertes em suspensão, chamados de agentes de sustentação. Estes fluidos são injetados na formação, criando uma fratura que será mantida por estes agentes de sustentação. Esta técnica é conhecida como fraturamento hidráulico.

#### *II.2.4.5.2.2.5 - Contenção de areia*

As operações de contenção de areia são destinadas a evitar a co-produção da mesma junto aos fluidos produzidos do reservatório, para não comprometimento dos equipamentos de superfície (erosão e entupimento) e não desestabilização do intervalo produtor.

A contenção de areia pode ser do tipo gravel pack ou do tipo stand alone, sendo que, em ambas, um sistema semelhante a um filtro é instalado dentro do poço. A operação de gravel pack se refere à colocação de agente de contenção (areia, cerâmica, bauxita etc.), cuidadosamente dimensionada e selecionada, entre a formação, composta de arenito inconsolidado, e um tubo filtro, de modo a reter (filtrar) areia proveniente deste arenito. Na operação stand alone, utiliza-se apenas o tubo filtro em frente à formação.

A operação de *gravel pack* consiste em carrear os agentes de contenção (areia, cerâmica sinterizada, bauxita etc.) por meio de um fluido aquoso ou um fluido viscosificado com polímeros hidrossolúveis (ex. HEC, goma xantana etc.), para o intervalo do poço que necessita ser contido. Constitui-se, desta forma, um leito fixo de agente de contenção, que possui forma granular esférica, entre o revestimento e um tubo filtro posicionado frente ao intervalo de interesse.

#### II.2.4.5.2.2.6 - Operações de correção de cimentação

Como o próprio nome sugere, as operações de correção de cimentação visam corrigir a cimentação primária realizada nos poços, após a descida dos revestimentos. O resultado desta intervenção é o preenchimento das lacunas eventualmente detectadas por ocasião das verificações da qualidade da cimentação (perfilagem), realizadas ao longo da vida do poço. Se existentes, tais lacunas poderão permitir a indesejável intercomunicação de zonas, por exemplo.

As cimentações secundárias são as operações de cimentação realizadas visando corrigir falhas na cimentação primária, eliminar a entrada de água de uma zona indesejável, reduzir a razão gás/óleo (RGO) através do isolamento da zona de gás adjacente à zona de óleo, abandonar zonas depletadas ou reparar vazamentos na coluna de revestimento. São classificadas como:

- **Recimentação:** é a correção da cimentação primária, quando o cimento não alcança a altura desejada no anular. O revestimento é canhoneado em dois pontos e a recimentação só é realizada quando se consegue circulação pelo anular, através destes pontos;
- **Compressão de cimento ou *squeeze*:** consiste na injeção forçada de cimento sob pressão, visando corrigir localmente a cimentação primária,



sanar vazamentos no revestimento ou impedir a produção de zonas que passaram a produzir água;

- Tampões de cimento: consistem no bombeamento para o poço de determinado volume de pasta, que cobre um trecho do mesmo. São utilizados nos casos de perda de circulação, abandono total ou parcial do poço, base para desvios etc. Os tampões não são considerados correções. Ainda assim, é configurada uma operação de intervenção, que envolve o uso de pasta de cimento.

#### II.2.4.5.2.2.7 - Operações de abandono

Como o próprio nome diz, essas operações são realizadas quando se atinge o fim da vida útil de um poço e se decide abandoná-lo. Nesses casos, após a retirada da coluna de perfuração, são instalados os tampões de abandono, em conformidade com a Portaria nº 025/2003 da ANP.

#### II.2.4.5.3 - Duração das operações de intervenção

Conforme citado anteriormente, as operações de intervenção em poços de petróleo têm, quase sempre, o caráter de uma manutenção corretiva, em função de queda na produtividade do poço. Tal queda da produtividade, por sua vez, é um sintoma operacional que, em geral, não permite se conhecer a verdadeira causa do problema.

Esse caráter corretivo faz com que, poucas vezes, essas operações possam ser previamente planejadas e, ainda que o sejam, outros problemas poderão ser constatados durante as operações, levando à necessidade de um maior tempo de intervenção.

Em função dessas incertezas, nem sempre é possível uma estimativa confiável de quanto tempo será necessário para se concluir uma operação de intervenção.

No **Quadro II.2.4.5.3-1** estão apresentados valores estimados/médios da duração de operações de intervenção, resultantes da experiência adquirida pela PETROBRAS ao longo de seu período de operação.

**Quadro II.2.4.5.3-1 - Duração das operações de intervenção**

Tipos de intervenção	Atividade a ser realizada	Duração prevista das operações
Sem a retirada da árvore de natal	Operações com arame e/ou cabo	10 dias
	Operações com flexitubo	15 dias
Com a retirada da árvore de natal	Substituição de equipamentos do poço	20 dias
	Recompletação	20 dias
	Estimulação / contenção de areia	07 dias
	Correção de cimentação	15 dias
	Abandono	15 dias

**II.2.4.5.4 - Fluidos utilizados nas operações de intervenção**

Os produtos químicos utilizados na fabricação de fluidos para as operações de intervenção são tratados no âmbito do Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares (n° IBAMA 02022.002330/2008).

**II.2.4.5.5 - Instalações empregadas nas operações de intervenção**

Para a execução das operações de intervenção, normalmente são empregadas unidades marítimas de perfuração/completação/workover (navios-sonda, sondas semi-submersíveis, auto-elevatórias, moduladas, dentre outras), previamente aprovadas pelo órgão ambiental em processos de licenciamento específicos e cadastradas no CADUMP (Cadastro de Unidades Marítimas de Perfuração, conforme Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA N° 04/2012).

Pode-se, inclusive, utilizar nas operações de intervenção:

- equipamentos de sondagem hidráulicos e mecânicos;
- embarcações de estimulação e *Subsea Equipment Support Vessel* – SESV (tratadas no âmbito do Processo Administrativo dos Projetos Ambientais Continuados - n° IBAMA 02022.001637/11);
- plataformas de produção licenciadas que abrigam uma ANS (árvore de natal seca);
- FPWSO *Dynamic Producer*, capacitado para realização de intervenções em poços (**II.2.4.5.6 - Operações de intervenção – FPWSO *Dynamic Producer***).

Para a realização das operações de workover, a PETROBRAS segue a norma N-2757- Recomendações práticas de segurança para projetos de completação e intervenção em poços marítimos.

#### II.2.4.5.6 - Operações de intervenção – FPWSO Dynamic Producer

O FPWSO Dynamic Producer possui subestrutura completa com capacidade estrutural compatível com uma sonda de perfuração e completação. Porém a unidade estará capacitada apenas para efetuar operações de *light workover*, ou seja, instalação e retirada de equipamentos submarinos (ANM e suas respectivas ferramentas), operação com EPR (*Early Production Riser*) e intervenções *through-tubing* em poços completados, contando com os seguintes equipamentos instalados:

- Torre NOV de 185 Pés de altura efetiva de trabalho, com capacidade nominal de 1.920.000 lb, e Bloco de Coroamento de 750 t de capacidade. A torre é equipada com elevador elétrico para transporte com segurança, dos torristas e pessoal de manutenção ao Racking Board e ao bloco de coroamento;
- Bloco de Catarina e Gancho NOV de 1.500.000 lbs;
- Compensador *Shaffer* de 600.000 lbs, 1.500.000 lbs pinado, com 25 Pés de amplitude de compensação;
- Mesa Rotativa NOV modelo D-495, 49-1/2”;
- *Drawworks* automatizado NOV modelo ADS-10T com motores AC controlados por VFD, capacidade de 1.500.000 lbs;
- *Cathead* duplo hidráulico;
- *Iron Rough Neck* NOV modelo ST-80;
- Guinchos de carga e de pessoal;
- Manipulador Hidráulico de plataforma para ajudar no manuseio de coluna;
- Cesta hidráulica para manutenção e ajuda em operação de coluna;
- *Choke Manifold* simplificado, CHURCH, 3-1/8” 10000PSI X 4-1/16 10000PSI, H<sub>2</sub>S, equipado com 1choke hidráulico e 1choke manual;
- Stand Pipe Manifold, simplificado, 10000PSI com saída para ligação ao SFT de intervenção;
- *Catwalk* simplificado;
- Cabine do Sondador de fabricação NOV, contendo uma cadeira tipo *Wrap-Around* com sistema denominado “Amphion”, concentrando os controles do *Drawworks*, Mesa Rotativa, Bomba Triplex e suas bombas auxiliares, *Catheads* hidráulicos, Unidade Hidráulica, instrumentação de

peso da coluna, supervisão e alarme desses equipamentos, sistema denominado *RigSense* de supervisão de tanques de fluido e informações de coluna.

A Cabine contém também um painel remoto de controle do Compensador de movimento, painel do *Choke Manifold* e telas do sistema de CCTV, além de vários sistemas de comunicações.

- Tensionadores de *Riser Rucker-Shaffer Mod 160* em número de dez (10), 160.000 Lbs de capacidade, com cabo de 2 ¼" de 50 pés de curso total;
- Unidade hidráulica de 2X290L/min @ 207 BAR;
- Unidade hidráulica auxiliar 5000PSI (água+concentrado);
- Compressores (2) Booster 2500PSI, PRICE, ligados a um banco de reserva de 10 Vasos de Pressão de 300 galões cada.

O FPWSO *Dynamic Producer* não está capacitado para efetuar operações de perfuração de poços, já que não possui BOP e *riser* de perfuração, bombas de lama em quantidade suficiente e tanques para fluido de perfuração, além de diversas outras limitações.

#### **II.2.4.6 - Descrição do Sistema Submarino**

As estruturas submarinas necessárias para a produção de óleo e gás englobam as linhas de produção, as linhas de injeção de água e gás, as linhas de serviço, umbilicais de controle, *manifolds*, árvores de natal molhada (ANM), gasodutos de exportação e seus acessórios (válvulas, PLEMs e PLETs).

As linhas de produção são responsáveis pelo escoamento da produção de óleo e gás do reservatório, interligando os poços produtores ao FPSO. Cada poço produtor possuirá três linhas que se conectarão ao FPSO: uma linha de produção, uma linha de serviço (acesso ao espaço anular do poço) e um umbilical eletro-hidráulico (responsável pela comunicação e controle remoto entre o poço e o FPSO).

Os poços injetores de água e gás (WAG - *Water Alternate Gas*) serão interligados ao FPSO por um conjunto composto de uma linha de injeção de água, uma linha de injeção de gás e um umbilical eletro-hidráulico de controle.

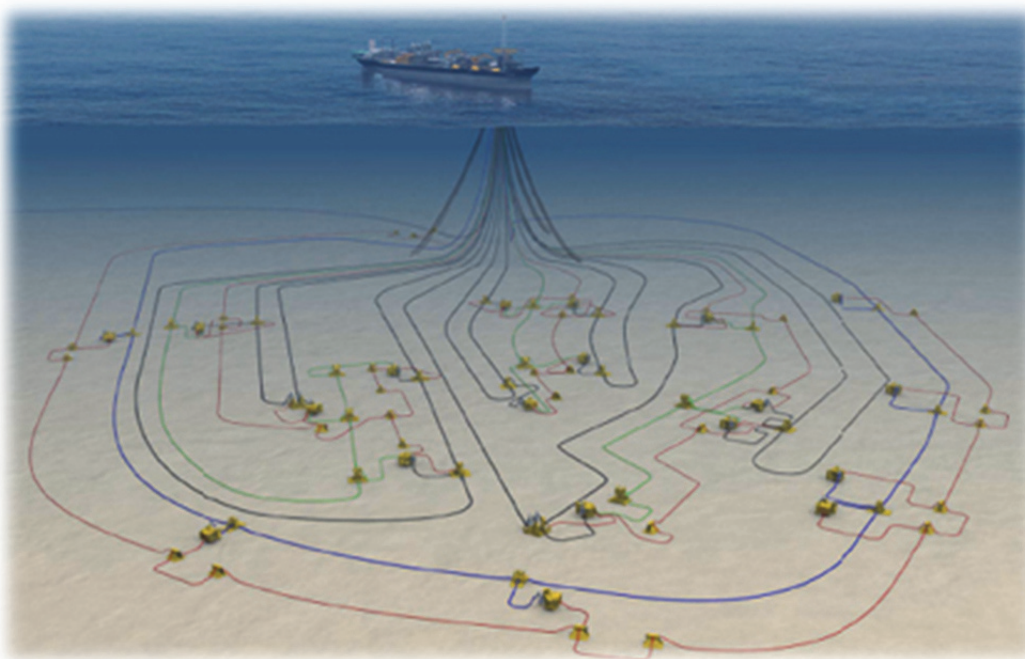
Os poços injetores apenas de gás ou apenas de água serão interligados por uma linha de injeção e um umbilical eletro-hidráulico de controle.

Algumas áreas preveem também a utilização de manifolds. Neste caso, cada poço é interligado ao manifold e este último ao FPSO. A utilização de manifolds reduz a quantidade de linhas que sobem até o FPSO.

Os poços serão munidos com equipamentos denominados de Árvore de Natal Molhada (ANM), que são constituídos por um conjunto de válvulas, linhas de fluxo e um sistema de controle interligado a um painel localizado na plataforma. São equipamentos de segurança e de controle de fluxo que permitem o fechamento do poço quando necessário.

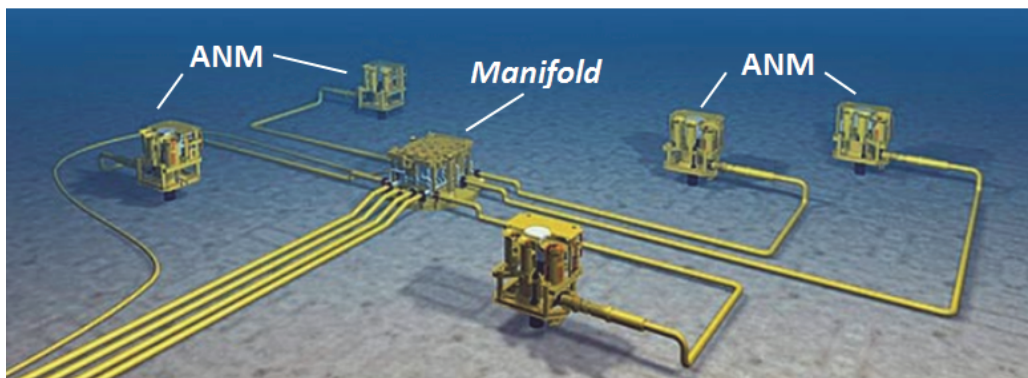
A **Figura II.2.4.6-1** ilustra a distribuição espacial das linhas no leito marinho e a **Figura II.2.4.6-2** mostra esquematicamente um *manifold* distribuindo as linhas para as ANM dos poços.

A descrição das estruturas submarinas encontra-se nos itens subsequentes.



Fonte: <http://www.fmctechnologies.com>

**Figura II.2.4.6-1** - Representação Esquemática da da interligação das linhas do FPSO aos poços.



Fonte: Adaptado de FMC Technologies, 2012. <http://www.fmctechnologies.com>

**Figura II.2.4.6-2 - Representação Esquemática - Manifold e ANM**

#### II.2.4.6.1 - Configuração das Linhas

As linhas de interligação dos poços aos FPSOs serão compostas pelos seguintes trechos:

- *Flowlines* ou Estáticos (trecho assentado no fundo do mar) - flexíveis;
- *Risers* ou Dinâmicos (trecho suspenso que faz a conexão das *flowlines* com a plataforma) - podem ser rígidos ou flexíveis.

A diferença entre linha rígida e flexível está relacionada à material e estrutura que são constituídas. Linhas rígidas são compostas por uma única camada em liga de aço, responsável por desempenhar diversas funções (resistência a tração, resistência a pressão interna e externa, estanqueidade, etc), enquanto as linhas flexíveis são constituídas por várias camadas de diferentes materiais (poliméricos e metálicos), cada uma delas com uma função distinta.

O *riser* realiza a interligação do trecho assentado no fundo do mar (*flowline*) com o FPSO, possuindo, então, um trecho não apoiado no leito marinho (trecho suspenso). É considerado dinâmico, pois está sujeito aos movimentos do FPSO e de correntes marítimas.

Algumas configurações são possíveis dependendo da estrutura do riser selecionada. Para os empreendimentos do Projeto ETAPA 2, as seguintes configurações serão utilizadas nas linhas de produção:

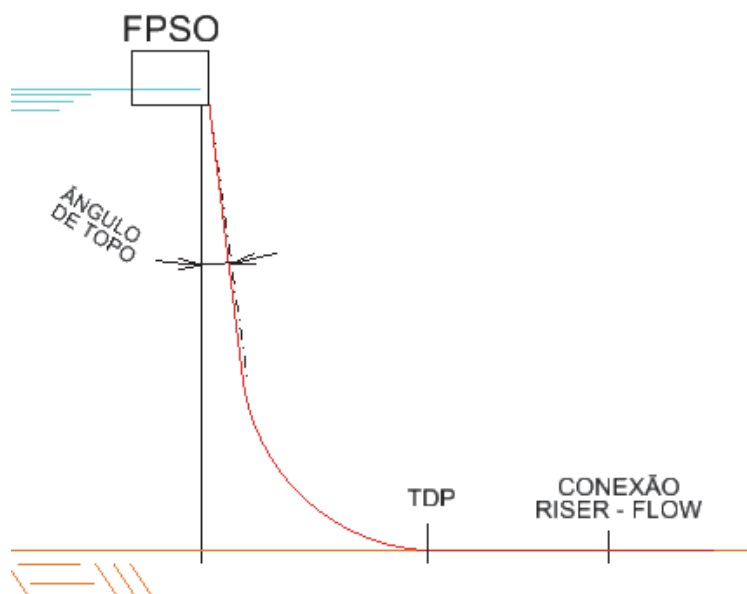
- Sistemas acoplados (*risers* conectados diretamente ao FPSO):
  - Flexível em Catenária Livre;
  - Flexível em *Lazy wave*, configuração que utiliza flutuadores para reduzir carga na unidade;

- Rígido em Lazy Wave ou SLWR (Steel Lazy Wave Riser);

As configurações acima citadas podem ser utilizadas tanto para as linhas de produção e injeção como para os gasodutos de exportação de gás natural. A configuração acoplada *lazy wave* será aplicada na grande maioria dos projetos do Projeto ETAPA 2.

A **Figura II.2.4.6.1-1** ilustra a configuração dos *risers* de um FPSO com configuração em catenária livre (sem flutuadores intermediários).

Anteriormente à conexão *riser-flowline*, o ponto onde o *riser* toca o leito marinho é denominado de TDP (*Touch Down Point*).



**Figura II.2.4.6.1-1** - Exemplo de configuração do riser em catenária livre.

A configuração *lazy wave* recebe tal denominação devido às corcovas apresentadas pelas linhas devido a ação dos flutuadores antes das mesmas atingirem o leito marinho. A **Figura II.2.4.6.1-2** ilustra a configuração *lazy wave*.

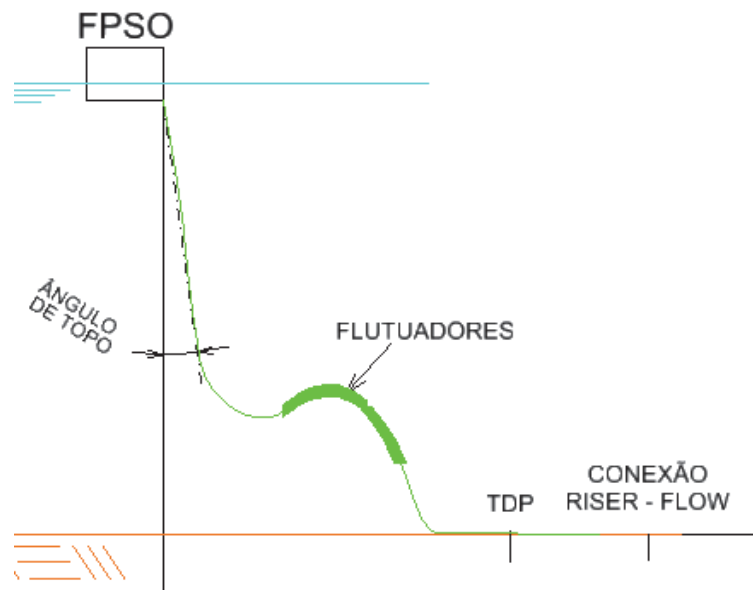


Figura II.2.4.6.1-2 - Exemplo de configuração - Lazy Wave.

A configuração submarina prevista de cada FPSO do SPA, TLDs e DPs encontra-se nos Arranjos Submarinos dos empreendimentos (**Anexo II.2.4-4** deste EIA). Nos Arranjos Submarinos constam a configuração, o comprimento das linhas (produção, serviço, umbilicais) e localização de todas as estruturas submarinas.

Para todos os *risers* projetados em configuração do tipo catenária livre ou *lazy wave*, as seguintes condições serão atendidas:

- O projeto das linhas irá considerá-las totalmente cheias com o fluido do processo para a qual serão instaladas;
- Para o cálculo dos esforços nas operações de “*pull-in*”<sup>4</sup> e “*pull-out*”<sup>5</sup>, as linhas serão avaliadas, em ambos os casos, para os cenários de estarem cheias de água do mar ou vazias;
- Nenhum *riser* deverá fazer “sombra” sobre outro *riser*, isto é, não deverá existir mais de um *riser* em uma mesma direção radial.

Todas as linhas possuirão proteção contra incidência de radiação ultravioleta.

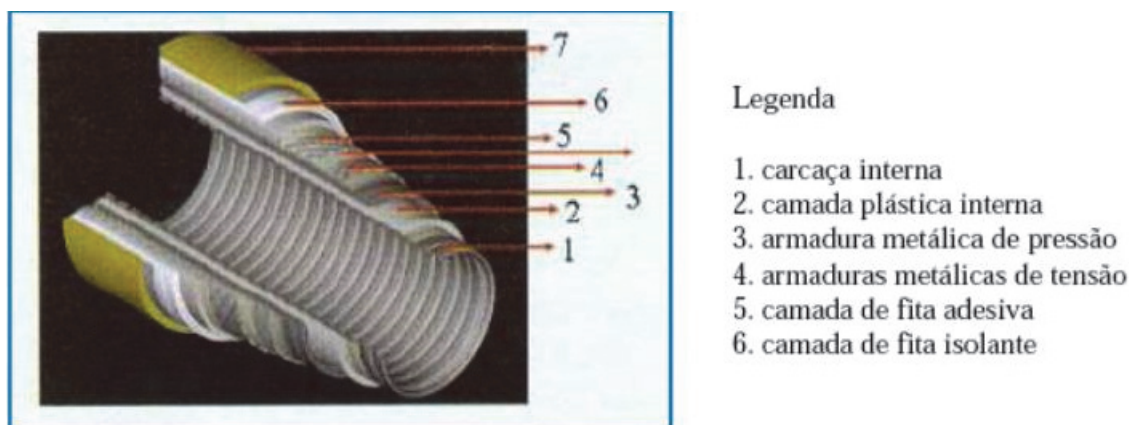
<sup>4</sup> *Pull-in*: operação de transferência da linha a partir da embarcação de lançamento (durante a instalação da linha) para o FPSO.

<sup>5</sup> *Pull-out*: operação de transferência da linha a partir do FPSO (durante a instalação da linha) para a embarcação de lançamento.



As linhas do tipo flexíveis serão compostas por várias camadas de diferentes materiais e dimensões, de forma a atender aos requisitos de cada aplicação. Cada camada contribui para resistir à combinação de esforços durante a instalação e operação da linha, tais como pressão hidrostática externa, pressão interna do fluido, compressão radial dos sistemas de instalação, tração e compressão na região do ponto de contato com o leito oceânico (*Touch Down Point - TDP*).

A **Figura II.2.4.6.1-3** ilustra, de forma esquemática, a estrutura de uma linha flexível.



**Figura II.2.4.6.1-3** - Estrutura de uma linha flexível.

A PETROBRAS sempre utiliza equipamentos adequados ao cenário operacional, os quais são submetidos a diversas análises para as etapas de instalação e operação, considerando as condições operacionais normais e as mais severas durante o processo de qualificação, garantindo segurança tanto nas fases de instalação como de operação dos empreendimentos.

#### II.2.4.6.2 - Umbilicais de Controle

Para os DPs e TLDs do Projeto ETAPA 2 (com exceção daqueles realizados pelo FPWSO *Dynamic Producer*), o umbilical de controle (UEH - Umbilical eletro-hidráulico) consistirá de um conjunto de nove mangueiras termoplásticas de 3/8", três mangueiras HCR (*High Collapse Resistance*) de 1/2" e três pares de cabos elétricos de 2,5 mm<sup>2</sup> de seção, integrados em um único encapsulamento.

A **Figura II.2.4.6.2-1** apresenta o corte da seção transversal de um umbilical eletro-hidráulico típico para controle de poços de produção.



**Figura II.2.4.6.2-1** - Vista da seção transversal de um Umbilical Eletro-Hidráulico.

Além das funções hidráulicas de acionamento das válvulas, o umbilical possuirá linhas hidráulicas para injeção de produtos químicos (inibidor de incrustação, desemulsificante e inibidor de hidrato) e pares elétricos para alimentação, controle e aquisição de sinais necessários para monitorar as pressões e temperaturas nos poços de produção e de injeção e em suas respectivas ANM.

#### II.2.4.6.3 - Manifolds

Nos DPs do Projeto Etapa 2 serão utilizados *manifolds* submarinos para interligar as linhas de diversos poços em uma única linha principal, o que reduz a quantidade de linhas interligadas ao FPSO.

Os *manifolds* submarinos poderão interligar poços exclusivos para injeção de gás (e nesse caso os *manifolds* são denominados de MSIG), exclusivos para injeção de água (MSIA), injeção alternada de água e gás (MSIAG) ou produção (MSP).

O *manifold* é um equipamento que possui uma base para assentamento em solo marinho e uma estrutura metálica que possui válvulas de isolamento,

válvulas de controle de vazão, tubos, conectores hidráulicos e instrumentos de monitoração de pressão, temperatura e vazão.

#### II.2.4.6.4 - *Árvore de Natal Molhada (ANM)*

O equipamento denominado Árvore de Natal Molhada (ANM) é uma estrutura submarina instalada sobre os poços produtores e injetores, constituída por um conjunto de válvulas, linhas de fluxo e um sistema de controle acionado remotamente pelo FPSO.

As ANM são equipamentos responsáveis pelo controle da produção de petróleo e pela injeção de água e gás. Trata-se do principal equipamento de segurança do poço. Na ANM se encontram os instrumentos que possibilitam o monitoramento de alguns parâmetros de produção, como pressão e temperatura.

As ANMs a serem utilizadas possuem seis válvulas acionáveis pela unidade de produção e outras três acionáveis apenas a partir da sonda que estiver intervindo no poço, quando houver essa necessidade. Nas ANMs padronizadas para o PPSBS, há ainda válvulas de injeção química também acionadas através do FPSO.

As válvulas da ANM são do tipo falha segura fechada, ou seja, só permanecem abertas enquanto houver pressão nos seus atuadores, a qual é transmitida via umbilical de controle a partir da unidade de produção. Uma vez que a pressão da linha de controle esteja drenada, a válvula fecha devido à ação da mola do atuador, priorizando a segurança em caso de falha.

#### II.2.4.6.5 - *Estruturas Submarinas FPWSO Dynamic Producer*

Como o FPWSO *Dynamic Producer* possui peculiaridades em relação aos demais FPSOs, algumas características específicas de suas estruturas submarinas estão descritas neste item.

Para os TLDs que utilizarão o FPWSO *Dynamic Producer* serão empregadas as seguintes instalações submarinas:

- Sistema EPR (*Early Production Riser*) - Sistema que compreende tubos *Drill Pipe Riser (DPR)* para escoamento da produção, normalmente com

diâmetro de 6 5/8” além de umbilical de controle e umbilical de injeção de produtos químicos;

- Árvore de Natal Molhada (ANM).

Como o EPR é um sistema que interliga a ANM ao FPSO sem contato com o leito marinho, para os TLDs a serem realizados pelo FPWSO *Dynamic Producer*, a única estrutura submarina a ser instalada sobre o solo marinho será a ANM.

Será instalado um Umbilical Eletro-Hidráulico (UEH) para permitir o controle das válvulas da ANM e o monitoramento de parâmetros de pressão e temperatura.

#### II.2.4.6.5.1 - *Umbilical de Controle FPWSO Dynamic Producer*

O umbilical de controle do FPWSO *Dynamic Producer* consiste em um conjunto de dez mangueiras termoplásticas de 1/4”, uma linha HCR de 1 1/4” para acesso à linha de anular e de cinco quadras de cabos elétricos de 2,5 mm<sup>2</sup> de seção, integrados em um único encapsulamento. A linha de acesso ao anular pode ser utilizada no caso de necessidade de depressurização das tubulações na ANM. As demais linhas possibilitam a operação das válvulas da ANM, enquanto os cabos elétricos são necessários para monitoramento das pressões e temperaturas no poço e na ANM.

Além dessa estrutura, existe um segundo umbilical para injeção química, composto por 4 linhas HCR.

Ambos umbilicais são fixados ao tudo do EPR através de clamps, sendo manipulados pelo próprio *Dynamic Producer*.

#### II.2.4.6.6 - *Resumo das Estruturas Submarinas*

A **Tabela II.2.4.6.6-1** lista resumidamente as instalações submarinas previstas que irão compor cada empreendimento do Projeto Etapa 2.

**Tabela II.2.4.6.6-1 - Resumo das linhas e quantidade de estruturas submarinas previstas nos empreendimentos**

Atividade	Configuração Preliminar dos Risers - Linhas	Raio Ancoragem aproximado (km)	Linha de Produção	Linha de Serviço	Umbilical de Controle	Linha de Injeção de Gás	Linha de Injeção de Água	Arvore de Natal Molhada (ANM)	Manifold de Produção	Manifold de Injeção de água e gás	Manifold de Linha de Injeção de água	Manifold de Linha de Injeção de gás
SPA Lula Oeste	Catenária Livre	2,8	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
TLD NE Tupi	EPR	2,8	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
TLD Franco NW	EPR	2,5	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
TLD Franco SW	Catenária Livre	2,6	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
TLD Franco Leste	EPR	2,6	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
TLD Entorno de Iara	Catenária Livre	3,0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
TLD Florim	Catenária Livre	2,6	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
DP Sapinhoá Norte	Catenária Livre, Lazy Wave, SLWR,	2,7	11	11	23	10	12	23	0	5	1	0
DP Carioca	Catenária Livre, Lazy Wave, SLWR,	2,6	6	6	11	4	5	11	1	0	0	0
DP Lula Alto	Catenária Livre e Lazy Wave, SLWR	2,8	11	11	22	8	11	22	0	3	1	0
DP Lula Central	Catenária Livre e Lazy Wave	2,8	11	11	23	9	12	23	0	4	1	0
DP Lula Sul	Catenária Livre, Lazy Wave, SLWR	2,6	12	12	21	9	9	21	0	3	0	0
DP Lula Norte	Catenária Livre, Lazy Wave, SLWR,	2,8	11	11	22	11	11	22	0	5	0	0
DP Lula Extremo Sul	Catenária Livre, Lazy Wave, SLWR,	2,7	12	12	23	11	11	23	0	6	0	0
DP Lula Oeste	Catenária Livre e Lazy Wave	2,8	9	9	18	9	9	18	0	4	0	0
DP Lula Iracema Norte	Catenária Livre e Lazy Wave	2,9	12	12	20	6	8	20	0	3	0	0

Atividade	Configuração Preliminar dos Risers - Linhas	Raio Ancoragem aproximado (km)	Linha de Produção	Linha de Serviço	Umbilical de Controle	Linha de Injeção de Gás	Linha de Injeção de Água	Arvore de Natal Molhada (ANM)	Manifold de Produção	Manifold de Injeção de água e gás	Manifold de Linha de Injeção de água	Manifold de Linha de Injeção de gás
DP Franco 1	Catenária Livre e Lazy Wave	2,6	13	13	25	12	11	25	0	6	0	0
DP Franco NW	Catenária Livre e Lazy Wave	2,6	14	14	27	13	12	27	0	5	0	0
DP Franco Sul	Catenária Livre e Lazy Wave	2,6	12	12	26	14	12	26	0	6	0	1
DP Franco SW	Catenária Livre, Lazy Wave, SLWR	2,6	11	11	22	11	10	22	0	5	0	0

#### II.2.4.6.7 - Gasodutos de Exportação

Os gasodutos de exportação irão escoar o gás natural produzido nos DPs do Projeto Etapa 2 para a malha de dutos do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

A única exceção é o Projeto de DP de Carioca onde está previsto a reinjeção de todo o gás produzido em reservatório, portanto não sendo prevista para esta área, a exportação de gás. O gasoduto entre o Campo de Sapinhoá e a Área de Carioca tem a função de permitir a importação de gás pelo FPSO de Carioca. Este gás importado será utilizado no FPSO como gás combustível, para uso em elevação artificial do petróleo por *gas-lift* e, durante alguns anos, para complementar o gás produzido aumentando a vazão de gás disponível a ser injetada.

Além dos catorze (14) gasodutos que partirão dos DPs, o presente EIA também contempla um gasoduto de interligação principal, que irá escoar gás natural de empreendimentos desde o Campo de Lula até a Área de Franco. A denominação desse gasoduto é Lula Norte-Franco Noroeste.

Assim, neste EIA serão descritas as características de quinze (15) trechos de gasodutos. A **Tabela II.2.4.6.7-1** resume as principais características dos gasodutos.

O **Desenho II.2.4.6.7-1** apresentado no **Volume de Cartografia** mostra a localização das estruturas dos gasodutos do Projeto Etapa 2 (ESDV, PLEM, PLET e ILT).

**Tabela II.2.4.6.7-1 - Gasodutos Etapa 2.**

Gasoduto		Categoria	Extensão (km)	Diâmetro* (polegada)	Extremidade Inicial	Extremidade Final
1	Lula Norte-Franco Noroeste	Rígido	123,0	DN: 24	Gasoduto Lula Norte	Gasoduto Franco NW
2	Carioca	Flexível	39,0	DI: 9,13	DP Carioca	Gasoduto Sapinhoá-Lula
3	Sapinhoá Norte	Rígido	15,5	DN: 18; DI: 15,75	DP Sapinhoá Norte	Gasoduto Sapinhoá-Lula
4	Lula Sul	Flexível	10,0	DI: 9,13	DP Lula Sul	Gasoduto Lula NE-Lula
		Rígido	5,5	DN: 18; DI:15,5-17		
5	Lula Central	Flexível	10,0	DI: 9,13	DP Lula Central	Gasoduto Lula NE-Lula
6	Lula Alto	Flexível	10,0	DI: 9,13	DP Lula Alto	Gasoduto Lula NE-Lula
7	Lula Norte	Rígido	14,0	DN: 20; DI:17	DP Lula Norte	Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste (conexão com Gasoduto Lula NE Iracema)
8	Lula Extremo Sul	Rígido	12,5	DN: 18; DI:15,5-17	DP Lula Extremo Sul	Gasoduto Lula Sul
9	Lula Oeste	Flexível	12,0	DI: 9,13	DP Lula Oeste	Gasoduto Lula NE-Lula (conexão com Rota 1)
10	Lula Área de Iracema Norte	Flexível	11,5	DI: 9,13	DP Lula Área de Iracema Norte	Gasoduto Rota 2
11			11,5	DI: 9,13		
12	Franco 1	Flexível	10,3	DI: 9,13	DP Franco 1	Gasoduto Rota 2
13	Franco NW	Flexível	15,0	DI: 9,13	DP Franco NW	Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste
14	Franco Sul	Flexível	7,6	DI: 9,13	DP Franco Sul	Gasoduto Rota 2
15	Franco SW	Flexível	7,0	DI: 9,13	DP Franco SW	Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste

\* DN: Diâmetro nominal; DI: diâmetro interno;

\*\* Para dutos flexíveis, aplica-se apenas o DI.



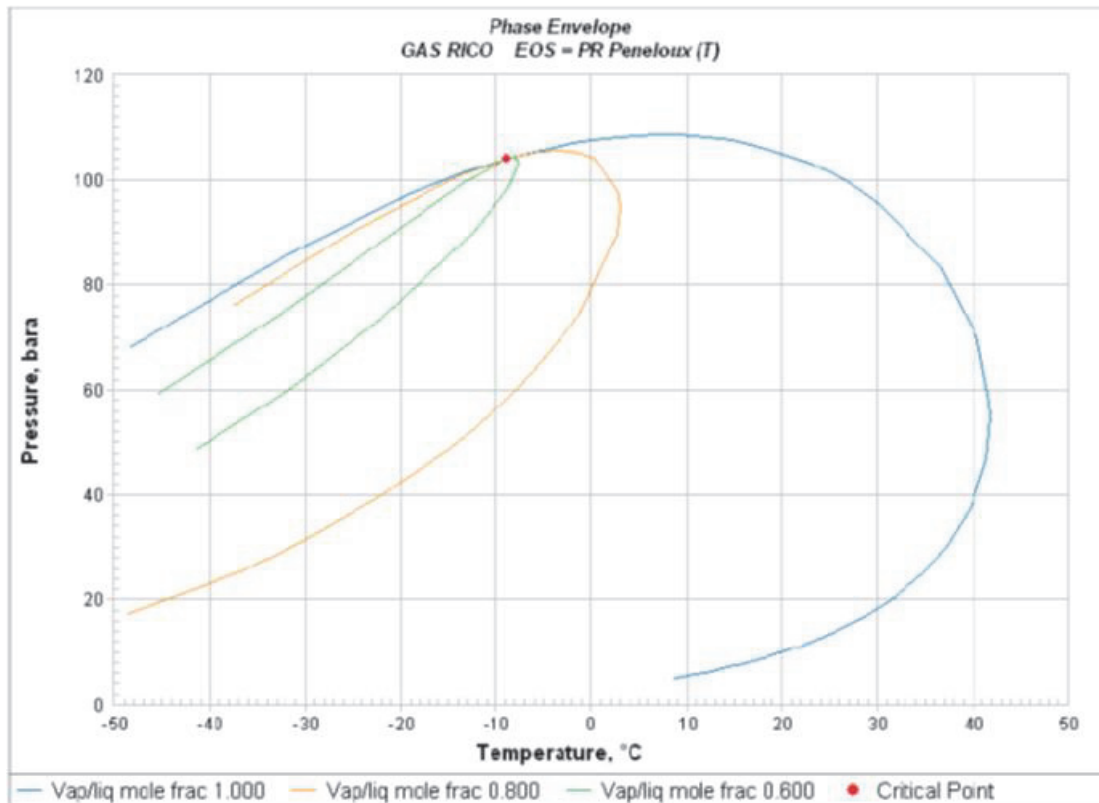
Os gasodutos do Projeto Etapa 2 serão majoritariamente gasodutos flexíveis. Apenas os gasodutos dos DPs de Lula Extremo Sul, Lula Norte, Sapinhoá Norte, Lula Sul (trecho rígido) e o gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste serão rígidos. Assim como para as linhas de escoamento, a denominação de flexível e rígido ocorre pela diferença de material e estrutura que são constituídos.

Os gasodutos rígidos são construídos de duto em aço com revestimento anticorrosivo em polipropileno de triplacamada e os gasodutos flexíveis são compostos de várias camadas de diferentes materiais (poliméricos e metálicos), que podem variar de acordo com o fluido transportado e o local de instalação.

Durante a operação dos gasodutos do Projeto Etapa 2, devido às condições de escoamento (temperatura e pressão), não haverá formação de condensado de gás natural no interior dos trechos indicados na **Tabela II.2.4.6.7-1**. Esses gasodutos estão conectados em outros trechos do sistema de escoamento de gás cujas condições de pressão e temperatura nesses trechos poderão acarretar na formação significativa de condensado.

De acordo com a modelagem realizada pela PETROBRAS, em caso de vazamento em qualquer gasoduto do Projeto ETAPA 2, não haverá formação e vazamento de condensado.

A **Figura II.2.4.6.7-1** apresenta o envelope de fases do gás natural rico, mostrando seu comportamento em função da pressão e temperatura.



**Figura II.2.4.6.7-1** - Envelope de fases do gás rico. Fonte: PETROBRAS.

Os itens a seguir descrevem as características dos gasodutos do Projeto Etapa 2.

#### II.2.4.6.7.1 - Configuração dos Risers dos Gasodutos

Assim como já abordado anteriormente para as linhas de produção, injeção, umbilicais, os gasodutos também possuem um trecho suspenso até atingirem o leito marinho.

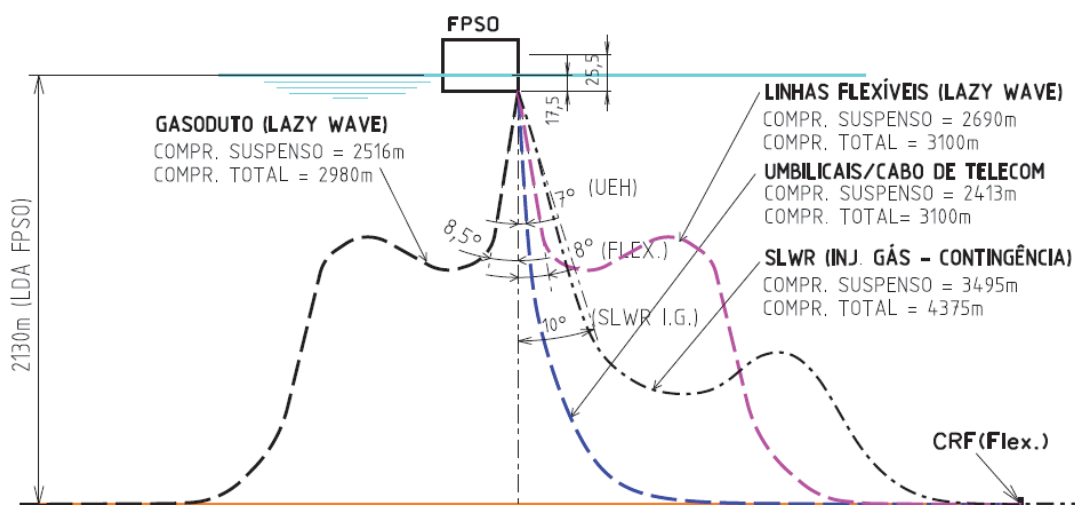
Os trechos suspensos dos gasodutos do Projeto ETAPA 2 possuem uma das seguintes configurações:

- Sistemas acoplados complacentes (presença de flutuadores intermediários entre o riser e o FPSO):
  - Riser de aço em catenária composta com flutuador - *Lazy Wave* ou *Steel Lazy Wave Riser (SLWR)*;
- Sistemas desacoplados (presença de flutuadores intermediários entre o riser e o FPSO):
  - Riser Híbrido Auto-Sustentado (*RHAS*).

A configuração *Riser* Híbrido Auto-Sustentado (RHAS) combina trechos verticais de *risers* de aço com um tanque de flutuação, que é responsável pela sustentação do sistema. Um *jumper* flexível interliga o topo do *riser* de aço até o FPSO. O *riser* vertical de aço é responsável tanto pelo transporte de fluido quanto pela transferência do empuxo do tanque de flutuação à estrutura. O RHAS contará com um umbilical elétrico específico para monitoramento de parâmetros de integridade a partir do FPSO.

Apenas os gasodutos rígidos de Lula Norte, Lula Extremo Sul e Sapinhoá Norte do Projeto ETAPA 2 possuirão RHAS.

A **Figura II.2.4.6.7.1-1** exemplifica a configuração *lazy wave* para um gasoduto e a **Figura II.2.4.6.7.1-2** ilustra a configuração do RHAS. Na **Figura II.2.4.6.7.1-2** verifica-se a diversidade de configurações em um mesmo empreendimento (catenária livre para umbilicais, *lazy wave* para linhas de produção e RHAS para gasoduto).



**Figura II.2.4.6.7.1-1 - Exemplo de configuração de gasoduto - Lazy wave.**

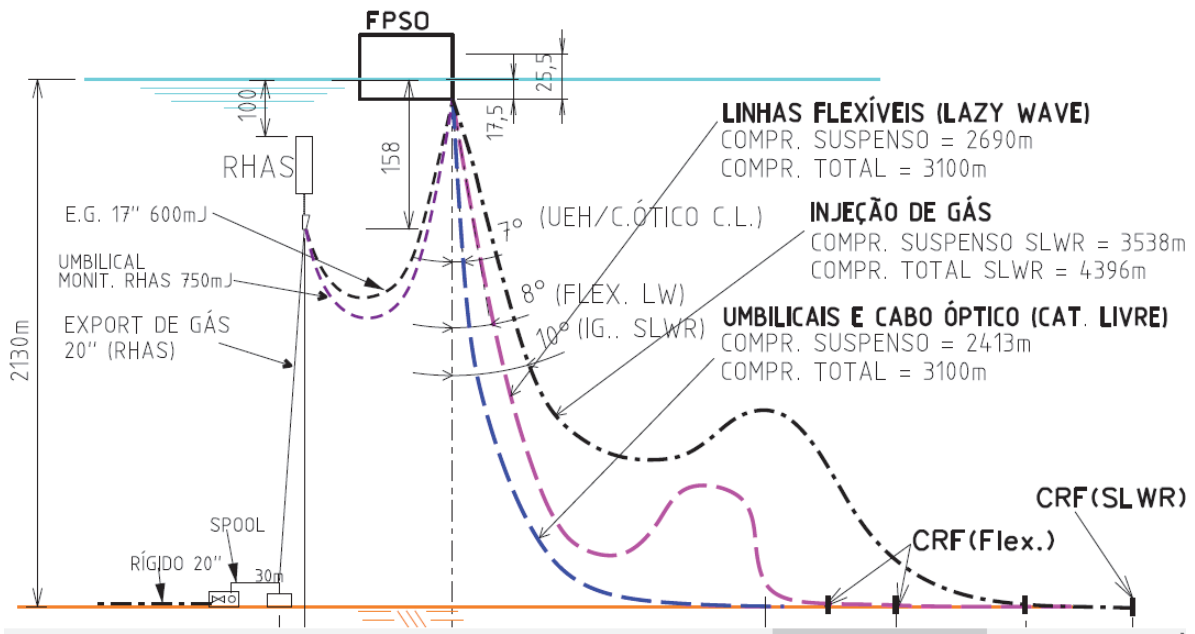


Figura II.2.4.6.7.1-2 - Exemplo de configuração de gasoduto- RHAS.

O Quadro II.2.4.6.7.1-1 apresenta a configuração dos risers dos gasodutos do Projeto Etapa 2.

Quadro II.2.4.6.7.1-1 - Configuração dos Risers dos Gasodutos

Gasoduto		Configuração Preliminar dos Risers dos gasodutos
1	Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste	Não se aplica
2	Gasoduto Carioca	Steel Lazy wave (SLWR)
3	Gasoduto Sapinhoá Norte	RHAS
4	Gasoduto Lula Sul	Lazy wave
5	Gasoduto Lula Central	Lazy wave
6	Gasoduto Lula Alto	Lazy wave
7	Gasoduto Lula Norte	RHAS
8	Gasoduto Lula Extremo Sul	RHAS
9	Gasoduto Lula Oeste	Lazy wave
10	Gasoduto Lula Área de Iracema Norte	Lazy wave
11		
12	Gasoduto Franco 1	Lazy wave
13	Gasoduto Franco NW	Lazy wave
14	Gasoduto Franco Sul	Lazy wave
15	Gasoduto Franco SW	Lazy wave

## II.2.4.6.7.2 - Gasodutos Rígidos

### II.2.4.6.7.2.1 - Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste

O gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste (rígido) interligará o Campo de Lula à Área de Franco, iniciando-se no PLEM-LUL-005 e estendendo-se até o PLET-FRA-008. Haverá esperas para conexão com outros gasodutos, o que permitirá o escoamento de gás natural dos DPs ao longo de seu traçado.

O gasoduto terá 123 km de extensão e 24" de diâmetro nominal e será composto por equipamentos submarinos como PLEM, PLET, ILT e válvula de bloqueio. As características operacionais do gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste estão apresentadas no **Quadro II.2.4.6.7.2-1**.

**Quadro II.2.4.6.7.2-1 - Características operacionais do gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste**

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Rígido	-
Comprimento Aproximado do Duto	123 km	-
Diâmetro Nominal	24	-
Vazão Máxima de Operação	18 MMSm <sup>3</sup> /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar
Pressão interna local	33 MPa	PLEM-FRA-001
Pressão Incidental de projeto	36 Mpa	PLEM-FRA-001
Temperatura Máxima de Projeto	38 °C	No duto
Temperatura mínima de operação	-10 °C	-
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Aço carbono X65	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	3,6 mm	Polipropileno Tripla Camada
Revestimento interno redutor de atrito	150 / 300	Espessura mínima / máxima
Profundidade Máxima	2.200 m	-

As estruturas submarinas que irão compor o gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste serão:

- 5 PLEM (*Pipeline End Manifold*): equipamento dotado de válvulas para fazer interligações futuras ou conexões com linhas existentes;

- 10 PLET (*Pipeline End Termination*): Equipamento localizado na extremidade do duto que facilita conexões entre trechos de dutos;
- 2 ILT (*In-Line-Tee*): conexão metálica em forma de “T” integrada ao duto, oferece uma derivação para futuras interligações ao sistema de escoamento;
- 1 válvula de bloqueio;
- 12 *jumpers*: riser de pequeno comprimento, que forma uma catenária suspensa. Utilizado para interligações entre estruturas submarinas próximas.

O traçado do gasoduto inicia-se no PLEM-LUL-005, onde a UEP de Lula Norte será interligada.

O gasoduto não irá dispor de válvula de emergência (ESDV – *Emergency Shut Down Valve*), apenas de válvula de bloqueio manual (acionamento local). As ESDVs serão posicionadas nos trechos de interligação dos FPSOs ao gasoduto tronco. No PLEM-LUL-005 haverá válvula de acionamento remoto para comandar a interligação com a Rota 2.

O gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste terá seu ponto de início no PLEM-LUL-005, no Campo de Lula, onde será conectado à Unidade Produção do DP de Lula Norte, em lâmina d’água de 2190 m, e seguirá em direção a Área de Franco, onde será interligado ao PLEM-FRA-001 do gasoduto tronco Rota 3 por meio do PLET-LUL-008, em lâmina d’água de 1628 m.

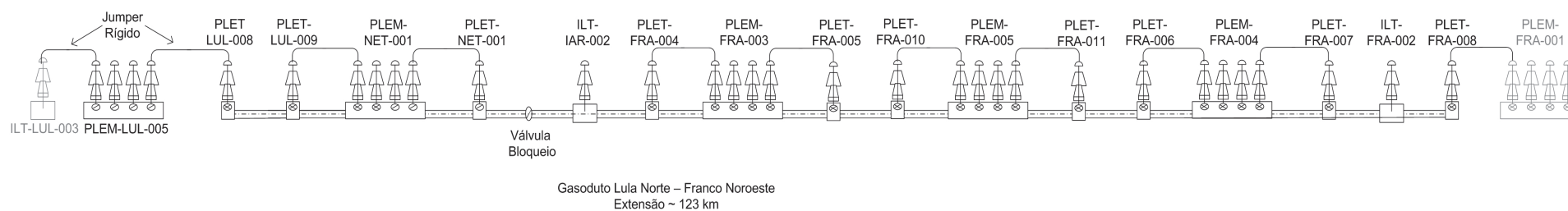
A localização dos equipamentos submarinos estão listados na **Tabela II.2.4.6.7.2-1**.

**Tabela II.2.4.6.7.2-1 - Equipamentos do gasoduto extensão  
Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste**

Equipamento	Coordenada UTM (Sirgas 2000)* – Fuso 23		LDA (m)
	Este (x)	Norte (y)	
PLEM-LUL-005	720869	7203452	2200
PLET-LUL-008	720864	7203485	2200
PLET-LUL-009	749707	7217184	2200
PLEM-NET-001	749736	7217203	2200
PLET-NET-001	749765	7217217	2200
VE-INLINE	752478	7230458	2100
ILT-IAR-002	752553	7234311	2100
PLET-FRA-004	761963	7257262	2050
PLEM-FRA-003	761959	7257294	2050
PLET-FRA-005	761982	7257317	2050
PLET-FRA-010	768450	7273019	2050
PLEM-FRA-005	768418	7273023	2050
PLET-FRA-011	768406	7273053	2050
PLET-FRA-006	765496	7280871	1890
PLEM-FRA-004	765480	7280901	1890
PLET-FRA-007	765448	7280904	1890
ILT-FRA-002	762347	7283194	1800
PLET-FRA-008	751907	7287846	1628
12 Jumpers	-		

\* Meridiano Central 45 Gr W.

A **Figura II.2.4.6.7.2-1** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.



**Figura II.2.4.6.7.2-1 - Diagrama Unifilar do Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste**



#### II.2.4.6.7.2.2 - Gasoduto Sapinhoá Norte

O gasoduto Sapinhoá Norte terá uma extensão total de cerca de 15,5 km e interligará a Unidade de Produção do DP de Sapinhoá Norte à malha de escoamento de gás natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos.

Este gasoduto terá o diâmetro nominal de 18", sendo equipado com dois PLETs, instalados em cada uma das extremidades, a saber: PLET-SPH-003 e PLET-SPH-004, que serão interligados ao RHAS (riser híbrido auto sustentado) da Unidade de Produção do DP de Sapinhoá Norte e ao PLEM-GRA-001 da malha de escoamento, respectivamente.

O gasoduto Sapinhoá Norte terá seu ponto de início no PLET-SPH-003, nas coordenadas E=679686 e N=7159371, em lâmina d'água de 2135 m, sendo a interligação com a malha de escoamento realizada pela extremidade final localizada no PLET-SPH-004 coordenadas E=673292 e N=7148947, em lâmina d'água de 2115 m, o qual será conectado ao PLEM-GRA-001 do gasoduto Sapinhoá que se encontra instalado no âmbito da LI – 890/2012.

De acordo com as especificações construtivas do projeto, o gasoduto será fabricado em aço de alta resistência API 5L-X65, concebido para serviços ácidos, com espessura de 1,125", apresentando sobre-espessura de corrosão de 3,2 mm. Visando à prevenção contra corrosão o gasoduto receberá revestimento externo anticorrosivo de polipropileno de tripla camada, sendo as juntas soldadas, revestidas com mantas termocontráteis. Adicionalmente, complementando a proteção pelo revestimento externo anticorrosivo o gasoduto será protegido através de sistema de proteção catódica.

As características operacionais do gasoduto de Sapinhoá Norte estão descritas no **Quadro II.2.4.6.7.2.2-1**.

**Quadro II.2.4.6.7.2.2-1 - Características construtivas e operacionais do gasoduto Sapinhoá Norte.**

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Rígido	-
Comprimento Aproximado do Duto	15,5 km	-
Diâmetro Nominal / Interno	18" / 15,75"	-
Vazão Máxima de Operação	6 MMS m <sup>3</sup> /d	-

Característica	Informação	Observação
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	Na UEP
Pressão Mínima de Operação	0,1 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	27,5 Mpa	- Na UEP
Pressão Incidental de Projeto	27,5 Mpa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Temperatura Máxima de Projeto	38 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	- 10 °C	
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Aço carbono API 5L X65	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	3,6 mm	Polipropileno Tripla Camada
Sobreespesura de corrosão	3,2 mm	
Profundidade Máxima	2.135 m	-

As estruturas submarinas que irão compor o Gasoduto Sapinhoá Norte serão:

- 1 PLET-SPH-004 (*Pipeline End Termination*): Equipamento localizado na extremidade do duto que facilita conexões entre linhas ou trechos do duto;
- 1 PLET-SPH-003 com válvula de emergência (ESDV);
- 1 RHAS (*riser* híbrido auto sustentado) para interligar o FPSO ao gasoduto.

A válvula ESDV do DP de Sapinhoá Norte será instalada no PLET-SPH-003. As localizações dos equipamentos submarinos estão listados na **Tabela II.2.4.6.7.2.2-1**.

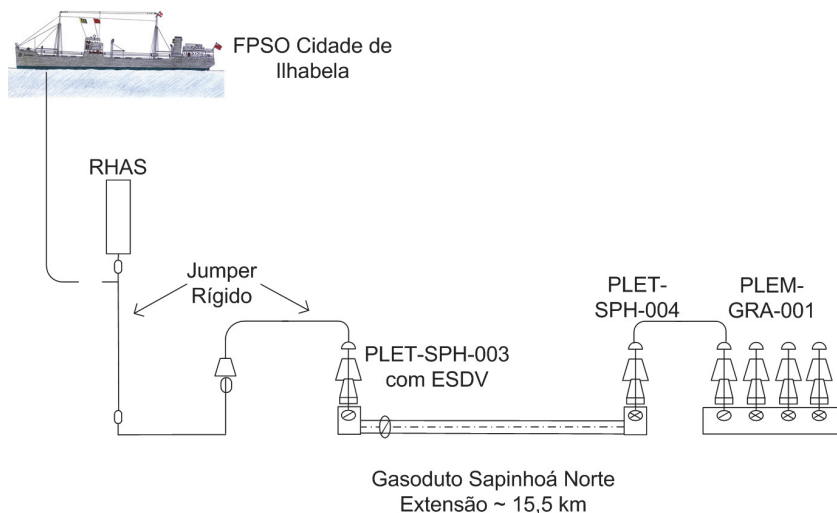
**Tabela II.2.4.6.7.2.2-1 - Equipamentos do Gasoduto Sapinhoá Norte**

Equipamento	Coordenada UTM (Sirgas 2000)* – Fuso 23	
	Este (X)	Norte (Y)
PLET-SPH-003 com ESDV	679.686	7.159.371
PLET-SPH-004	673.292	7.148.947
RHAS	679.716	7.159.371
PLEM-GRA-001	673.311	7.148.922

\* Meridiano Central 45 Gr W.

As interligações entre o RHAS e o PLET-SPH-003 e entre o PLET-SPH-004 e o PLEM-GRA-001 serão realizadas através de jumpers rígidos.

A **Figura II.2.4.6.7.2-2** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.



**Figura II.2.4.6.7.2-2 - Diagrama Unifilar do Gasoduto Sapinhoá Norte**

#### II.2.4.6.7.2.3 - Gasoduto Lula Extremo Sul

O gasoduto Lula Extremo Sul terá uma extensão total de cerca de 13 km e interligará a Unidade de Produção do DP de Lula Extremo Sul à malha de escoamento de gás natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos.

Este gasoduto terá o diâmetro nominal de 18", sendo equipado com dois PLETs, instalados em cada uma das extremidades, a saber: PLET-LUL-010 e PLET-LUL-011, que serão interligados ao RHAS (*riser* híbrido auto sustentado) da Unidade de Produção do DP de Lula Extremo Sul e ao PLEM-LUL-006 da malha de escoamento, respectivamente.

O gasoduto Lula Extremo Sul terá seu ponto de início no PLET-LUL-010, nas coordenadas E=714471 e N=7160575, em lâmina d'água de 2168 m, sendo a interligação com malha de escoamento realizada pela extremidade final localizada no PLET-LUL-011 coordenadas E=711393 e N=7169304, em lâmina d'água de 2132 m, o qual será conectado ao PLEM-LUL-006. Este PLEM é parte integrante do escopo do Gasoduto Lula Sul.

De acordo com as especificações construtivas do projeto, o gasoduto será fabricado em aço de alta resistência DNV LSAW A50 SFDU, concebido para serviços ácidos, com espessura de 1,125", apresentando sobre-espessura de corrosão de 3,2 mm. Visando à prevenção contra corrosão o gasoduto receberá

revestimento externo anticorrosivo de polipropileno de tripla camada, sendo as juntas soldadas, revestidas com mantas termocontráteis. Adicionalmente, complementando a proteção pelo revestimento externo anticorrosivo o gasoduto será protegido através de sistema de proteção catódica.

As características operacionais do Gasoduto Lula Extremo Sul estão descritas no **Quadro II.2.4.6.7.2.3-1**.

**Quadro II.2.4.6.7.2.3-1 - Características construtivas e operacionais do Gasoduto Lula Extremo Sul**

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Rígido	-
Comprimento Aproximado do Duto	12,5 km	-
Diâmetro Nominal / Interno	18"/ 15,5 a 17"	-
Vazão Máxima de Operação	6 MMSm <sup>3</sup> /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	27,5 MPa	-
Pressão Incidental de Projeto	30,3	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Temperatura Máxima de Projeto	35 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	- 10 °C	
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Aço carbono X66	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Polipropileno Tripla Camada (3,6 mm)	Polipropileno Tripla Camada
Sobreespesura de corrosão	3,2 mm	
Revestimento interno redutor de atrito	Epóxi novolac	
Profundidade Máxima	2.300 m	-

As estruturas submarinas que irão compor o Gasoduto Lula Extremo Sul serão:

- 02 PLETS (LUL-010, LUL-011) *Pipeline End Termination*): Equipamento localizado na extremidade do duto que facilita conexões entre linhas ou trechos do duto;
- 01 válvula de emergência (ESDV);
- 01 RHAS;

As localizações dos equipamentos submarinos estão listados na **Tabela II.2.4.6.7.2.3-1**.

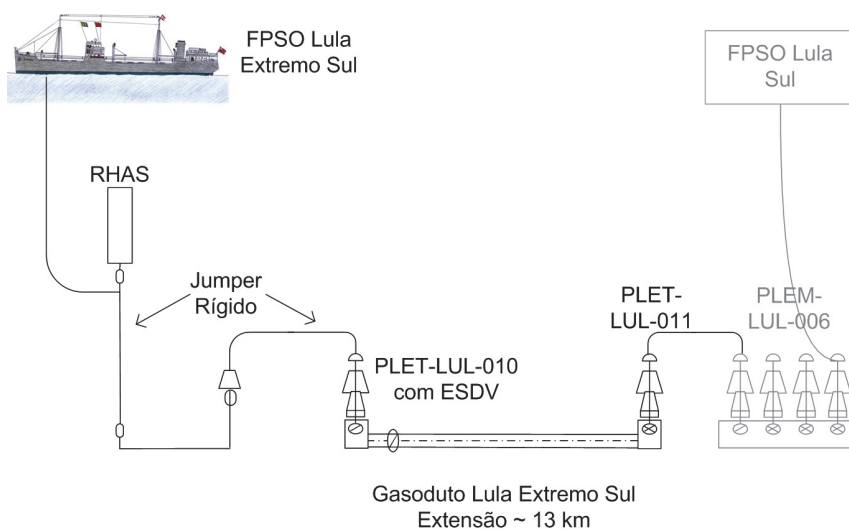
**Tabela II.2.4.6.7.2.3-1 - Equipamentos do Gasoduto Lula Extremo Sul**

Equipamento	Coordenada UTM (Sirgas 2000)* – Fuso 23	
	Leste (X)	Norte (Y)
PLET- LUL-010 com ESDV	714.471	7.1605.75
PLET- LUL-011	711.393	7.169.304
RHAS	718.988	7.160.737

\* Meridiano Central 45 Gr W.

As interligações entre o RHAS e o PLET-LUL-010 e entre o PLET-LUL-011 e o PLEM-LUL-006 serão realizadas através de jumpers rígidos

A **Figura II.2.4.6.7.2.3-1** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.



**Figura II.2.4.6.7.2.3-1 -- Diagrama Unifilar do Gasoduto Lula Extremo Sul**

#### II.2.4.6.7.2.4 - DP Lula Norte

O gasoduto Lula Norte terá uma extensão total de cerca de 14 km e interligará a Unidade de Produção do DP de Lula Norte à malha de escoamento de gás natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos.

Este gasoduto terá o diâmetro nominal de 20", sendo equipado com dois PLETs, instalados em cada uma das extremidades, a saber: PLET-LUL-006 e PLET-LUL-007, que serão interligados ao RHAS (riser híbrido auto sustentado) da Unidade de Produção do DP de Lula Norte ao PLEM-LUL-005 da malha de escoamento, respectivamente.

O gasoduto Lula Norte terá seu ponto de início no PLET-LUL-006, nas coordenadas E=731848 e N=7196636, em lâmina d'água de 2130 m, sendo a interligação com malha de escoamento realizada pela extremidade final localizada no PLET-LUL-007 coordenadas E=720902 e N=7203445, em lâmina d'água de 2188 m, o qual será conectado ao PLEM-LUL-005. Este PLEM é parte integrante do escopo do Gasoduto Lula Norte-Franco-Norodeste.

De acordo com as especificações construtivas do projeto, o gasoduto será fabricado em aço de alta resistência DNV LSAW A50 SFDU, concebido para serviços ácidos, com espessura de 1,188", apresentando sobre-espessura de corrosão de 3,2 mm. Visando à prevenção contra corrosão o gasoduto receberá revestimento externo anticorrosivo de polipropileno de tripla camada, sendo as juntas soldadas, revestidas com mantas termocontráteis. Adicionalmente, complementando a proteção pelo revestimento externo anticorrosivo o gasoduto será protegido através de sistema de proteção catódica.

As características operacionais do Gasoduto Lula Norte estão descritas na **Quadro II.2.4.6.7.2.4-1**.

**Quadro II.2.4.6.7.2.4-1 - Características construtivas e operacionais do Gasoduto Lula Norte**

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Rígido	-
Comprimento Aproximado do Duto	14 km	-
Diâmetro Nominal / Interno	20" / 17"	-
Vazão Máxima de Operação	6 MMSm <sup>3</sup> /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	1 atm	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	25 MPa	-
Pressão Incidental de Projeto	27,5 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs) Pressão Incidental do Trecho a jusante da ESDV

Característica	Informação	Observação
Temperatura Máxima de Projeto	35 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	- 10 °C	
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Aço carbono API 5L X65	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	3,6 mm	Polipropileno Tripla Camada
Sobreespessura de corrosão	3,2 mm	
Revestimento interno redutor de atrito	Epoxi Novolac	-
Profundidade Máxima	2.200 m	-

As estruturas submarinas que irão compor o Gasoduto Lula Norte serão:

- 2 PLET (*Pipeline End Termination*): Equipamento localizado na extremidade do duto que facilita conexões entre linhas ou trechos do duto;
- 1 PLEM;
- 1 válvula de emergência (ESDV);
- 01 RHAS.

A válvula ESDV do Gasoduto Lula Norte será instalada próxima ao *riser* híbrido. A localização dos equipamentos submarinos estão listados na **Tabela II.2.4.6.7.2.4-1**.

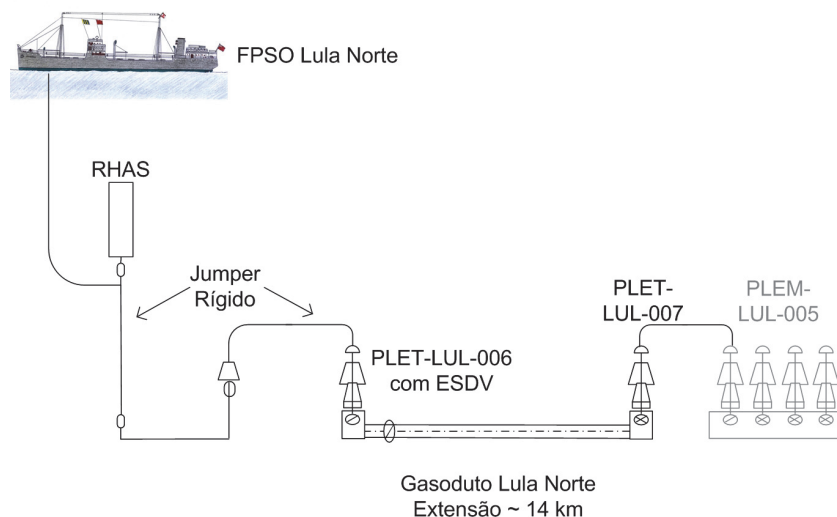
**Tabela II.2.4.6.7.2.4-1 - Equipamentos do Gasoduto Lula Norte**

Equipamento	Coordenada UTM (Sirgas 2000)* – Fuso 23	
	Leste (X)	Norte (Y)
PLET-LUL-006 com ESDV	731.848	7.196.636
PLET-LUL-007	720902	7203445
RHAS	731.878	7.196.636

\* Meridiano Central 45 Gr W.

As interligações entre o RHAS e o PLET-LUL-006 e entre o PLET-LUL-007 e o PLEM-LUL-005 serão realizadas através de jumpers rígidos.

A **Figura II.2.4.6.7.2.4-1** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto Lula Norte.



**Figura II.2.4.6.7.2.4-1 - Diagrama Unifilar do Gasoduto Lula Norte**

#### II.2.4.6.7.2.5 - Gasoduto Lula Sul

O gasoduto Lula Sul terá uma extensão total de cerca de 5 km e interligará a Unidade de Produção do DP de Lula Sul à malha de escoamento de gás natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos.

Este gasoduto terá o diâmetro nominal de 18", sendo equipado com dois PLETs, instalados em cada uma das extremidades, a saber: PLET-LUL-012 e PLET-LUL-013, que serão interligados ao PLEM-LUL-006, o qual será conectado a Unidade de Produção do DP de Lula Sul, e ao PLEM-TUP-003 da malha de escoamento, respectivamente.

O gasoduto Lula Sul terá seu ponto de início no PLET-LUL-012, nas coordenadas E=711459 e N=7169323, em lâmina d'água de 2160 m, sendo a interligação com malha de escoamento realizada pela extremidade final localizada no PLET-LUL-013 coordenadas E=712798 e N=7174120, em lâmina d'água de 2134 m, o qual será conectado ao PLEM-TUP-003 que se encontra instalado no âmbito da LI – 890/2012.

De acordo com as especificações construtivas do projeto, o gasoduto será fabricado em aço de alta resistência API 5L – X65, concebido para serviços ácidos, com espessura de 1,125", apresentando sobre-espessura de corrosão de 3,2 mm. Visando à prevenção contra corrosão o gasoduto receberá revestimento externo anticorrosivo de polipropileno de tripla camada, sendo as juntas soldadas, revestidas com mantas termocontráteis. Adicionalmente,



complementando a proteção pelo revestimento externo anticorrosivo o gasoduto será protegido através de sistema de proteção catódica.

As características operacionais dos gasodutos de Lula Sul estão descritas no **Quadro II.2.4.6.7.2.5-1** e no **Quadro II.2.4.6.7.2.5-2**.

**Quadro II.2.4.6.7.2.5-1** - Características construtivas e operacionais do gasoduto de Lula Sul – trecho flexível

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Flexível	-
Comprimento Aproximado do Duto	10 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
Vazão Máxima de Operação	6 MMS m <sup>3</sup> /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0,1 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	26,5 MPa	-
Sobrepessão acidental de projeto	30,3 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Temperatura Máxima de Projeto	38 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	- 10 °C	
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Camadas metálicas e poliméricas	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não aplicável (estrutura do duto)	
Sobreespessura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	2.175 m	-

**Quadro II.2.4.6.7.2.5-2 - Características construtivas e operacionais do gasoduto de Lula Sul – trecho rígido**

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Rígido	-
Comprimento Aproximado do Duto	5,5 km	-
Diâmetro Nominal / Interno	18" 15,5 a 17"	-
Vazão Máxima de Operação	6 MMSm <sup>3</sup> /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	@25m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0 MPa	@25m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	27,5 MPa	-
Pressão Incidental de Projeto	303	@25m acima do nível médio do mar (abs)
Temperatura Máxima de Projeto	35 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	- 10 °C	
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Aço carbono X66	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Polipropileno Tripla Camada (3,6 mm)	Polipropileno Tripla Camada
Sobreespessura de corrosão	3,2 mm	trechos inspecionáveis
Revestimento interno redutor de atrito	Novolac EPOXI	-
Profundidade Máxima	2.300 m	-

As estruturas submarinas que irão compor o Gasoduto Lula Sul serão:

- 02 PLET (*Pipeline End Termination*): equipamento localizado na extremidade do duto que facilita conexões entre linhas ou trechos do duto;
- 1 válvula de emergência (ESDV).

A válvula ESDV do gasoduto será instalada próxima ao FPSO de Lula Sul. As localizações dos equipamentos submarinos estão listadas na **Tabela II.2.4.6.7.2.5-1**.

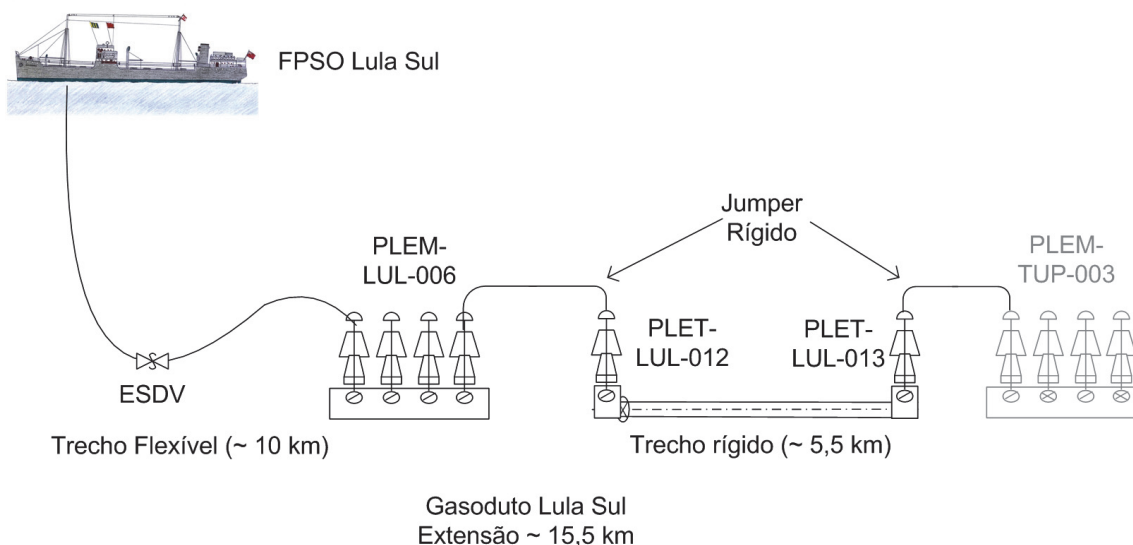
**Tabela II.2.4.6.7.2.5-1 - Equipamentos do Gasoduto Lula Sul**

Equipamento	Coordenada UTM (Sirgas 2000)* – Fuso 23	
	Este (X)	Norte (Y)
ESDV	716.644	7.167.575
PLET-LUL-012	711.459	7.169.323
PLET-LUL-013	711.393	7.169.304
PLEM-LUL-006	711.423	7.169.316

\* Meridiano Central 45 Gr W.

As interligações entre o PLET-LUL-012 e o PLEM-LUL-006 e entre o PLET-LUL-013 e o PLEM-TUP-003 serão realizadas através de jumpers rígidos.

A **Figura II.2.4.6.7.2-2** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.



**Figura II.2.4.6.7.2-2 - Diagrama Unifilar do Gasoduto Lula Sul**

### II.2.4.6.7.3 - Gasodutos Flexíveis

#### II.2.4.6.7.3.1 - Gasoduto Carioca

O gasoduto Carioca (flexível) terá 9,13" de diâmetro e aproximadamente 39 km de extensão e interligará o FPSO de Carioca ao gasoduto tronco Sapinhoá-

Lula. Esse gasoduto será conectado a uma espera de 18" e esta será ligada ao gasoduto Sapinhoá-Lula pelo PLEM-GRA-001.

As características operacionais do gasoduto de Carioca estão descritas no **Quadro II.2.4.6.7.3.1-1**.

**Quadro II.2.4.6.7.3.1-1 - Características construtivas e operacionais do gasoduto Carioca**

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Flexível	-
Comprimento Aproximado do Duto	39 km	-
Diâmetro Interno	9,125"	
Vazão Máxima de Operação	2 MMS m <sup>3</sup> /d	-
Pressão Máxima de Operação	24,5 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	27 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Incidental de Projeto	27 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Temperatura Máxima de Projeto	38 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	- 10 °C	-
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Camadas metálicas e poliméricas	Duto Flexível
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não Aplicável	
Sobre-espessura de corrosão	Não Aplicável	
Revestimento interno redutor de atrito	Não Aplicável	
Profundidade Máxima	2.200 m	-

As estruturas submarinas que irão compor o Gasoduto Carioca serão:

- 1 PLEM (*Pipeline End Manifold*): equipamento dotado de válvulas para fazer interligações futuras ou conexões com linhas existentes;
- 1 válvula de emergência (ESDV).

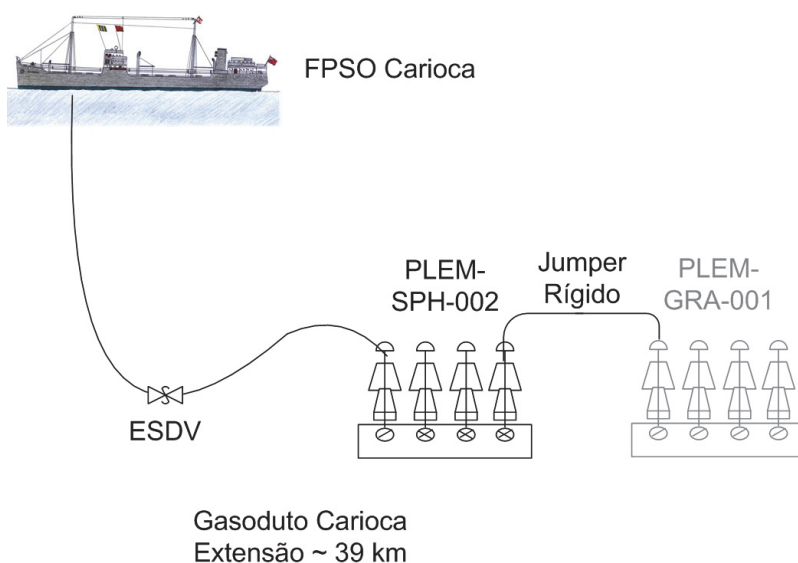
A válvula ESDV do Gasoduto de Carioca será instalada próxima ao FPSO. As localizações dos equipamentos submarinos estão listadas na **Tabela II.2.4.6.7.3.1-1**.

**Tabela II.2.4.6.7.3.1-1 - Equipamentos do Gasoduto Carioca**

Equipamento	Coordenada UTM (Sirgas 2000)* – Fuso 23	
	Leste (X)	Norte (Y)
PLEM-SPH-002	673.275	7.148.910
ESDV	647.906	7.175.691

\* Meridiano Central 45 Gr W.

A **Figura II.2.4.6.7.3.1-1** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.



**Figura II.2.4.6.7.3.1-1 - Diagrama Unifilar do Gasoduto Carioca**

### II.2.4.6.7.3.2 - Gasoduto Lula Central

O Gasoduto Lula Central terá aproximadamente 9,95 km de extensão e diâmetro de 9,13". O gasoduto interligará o DP de Lula Central ao Gasoduto Lula NE – Lula. A interligação será realizada ao ILT-LUL-001 do Gasoduto Lula NE-Lula. O ILT (*In-Line-Tee*) é conexão "T" integrada ao duto que oferece uma derivação para futuras interligações ao sistema de escoamento.

As características operacionais do Gasoduto Lula Central estão descritas no **Quadro II.2.4.6.7.3.2-1**.

**Quadro II.2.4.6.7.3.2-1 - Características construtivas e operacionais do gasoduto Gasoduto Lula Central**

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Flexível	-
Comprimento Aproximado do Duto	9,95 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
Vazão Máxima de Operação	6 MMSm <sup>3</sup> /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0,1 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	27,5 MPa	-
Sobrepessão acidental de Projeto	30,3 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Temperatura de Operação	38 °C	
Temperatura Máxima de Projeto	90 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	- 20 °C	
Vida Útil	27 anos	-
Material do duto	Camadas metálicas e poliméricas	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobreespessura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	2.150 m	-

A estrutura submarina que irá compor o Gasoduto Lula Central será:

- 1 válvula de emergência (ESDV).

A válvula ESDV do Gasoduto Lula Central será instalada o mais próximo possível da UEP de Lula Central.

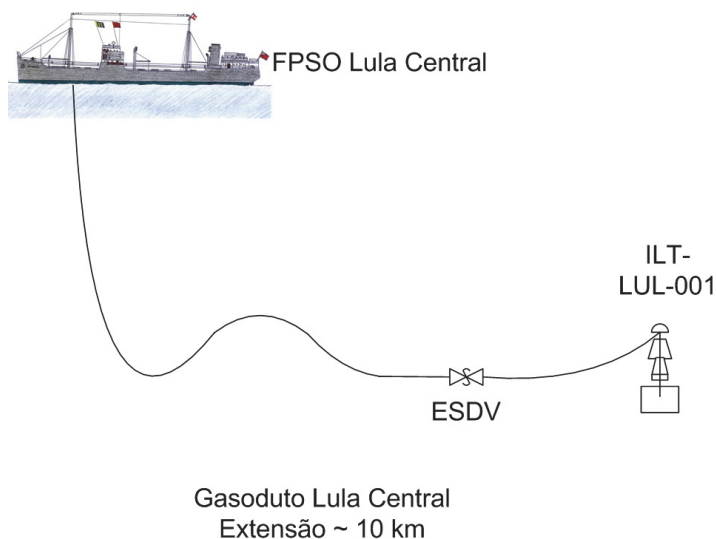
A localização dos equipamentos submarinos estão listados na **Tabela II.2.4.6.7.3.2-1**.

**Tabela II.2.4.6.7.3.2-1 - Equipamentos do Gasoduto Lula Central**

Equipamento	Coordenada UTM (Sirgas 2000)* – Fuso 23	
	Este (X)	Norte (Y)
ESDV	719.500	7.180.500
ILT-LUL-001	716.628	7.183.068

\* Meridiano Central 45 Gr W.

A **Figura II.2.4.6.7.3.2-1** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.



**Figura II.2.4.6.7.3.2-1 - Diagrama Unifilar do Gasoduto Lula Central**

### II.2.4.6.7.3.3 - Gasoduto Lula Alto

O Gasoduto Lula Alto terá aproximadamente 10 km de extensão e diâmetro de 9,13". O gasoduto interligará o DP de Lula Alto ao ILT do gasoduto Lula NE - Lula. As características operacionais do Gasoduto Lula Alto estão descritas no **Quadro II.2.4.6.7.3.3-1**.

**Quadro II.2.4.6.7.3.3-1 - Características construtivas e operacionais do Gasoduto Lula Alto**

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Flexível	-
Comprimento Aproximado do Duto	10 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
Vazão Máxima de Operação	6 MMSm <sup>3</sup> /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0,1 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	27,5 MPa	Conexão de topo
Pressão Incidental de Projeto	30,3 MPa	Conexão de topo
Temperatura Máxima de Projeto	60 °C	No duto

Característica	Informação	Observação
Temperatura Mínima de Projeto	- 20 °C	-
Vida Útil	27 anos	-
Material do duto	Armaduras metálicas e camadas poliméricas	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobreespesura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	2.150 m	-

A estrutura submarina que irá compor o Gasoduto Lula Alto será:

- 1 válvula de emergência (ESDV).

A válvula ESDV do Gasoduto Lula Alto será instalada na conexão *riser-flow* do duto.

A localização do equipamento submarinos está listada na **Tabela II.2.4.6.7.3.3-1**.

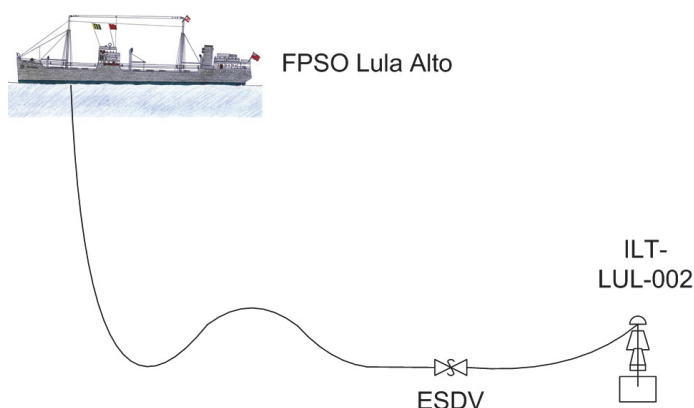
**Tabela II.2.4.6.7.3.3-1 - Equipamento do Gasoduto Lula Alto**

Equipamento	Coordenada UTM (Sirgas 2000)* – Fuso 23	
	Leste (X)	Norte (Y)
ESDV	723.200	7.183.812
ILT-LUL-002	719.350	7.187.922

\* Meridiano Central 45 Gr W.

A **Figura II.2.4.6.7.3.3-1** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.





Gasoduto Lula Alto  
Extensão ~ 10 km

**Figura II.2.4.6.7.3.3-1 - Diagrama Unifilar do  
Gasoduto Lula Alto**

#### II.2.4.6.7.3.4 - Gasoduto Lula Área Iracema Norte

O gás natural produzido no DP de Lula Área de Iracema Norte será escoado por dois gasodutos, que terão traçados praticamente paralelos e serão semelhantes entre si.

Ambos os gasodutos terão aproximadamente 11,5 km de extensão e 9,13" de diâmetro e interligarão o FPSO ao gasoduto Rota 2 por meio do (PLEM-CMB-002), que será interligado ao PLEM-CMB-001 através de um jumper de aproximadamente 430 m e 9,13".

O PLEM-CMB-001 conecta, além dos 2 dutos do DP de Lula Área de Iracema Norte, o gasoduto Lula NE-Lula e o gasoduto proveniente de Lula Área de Iracema Sul. A interligação destes dutos no PLEM-CMB-001 resulta na saída de um único gasoduto de 24" a partir do PLET-CMB-001, o gasoduto Lula Área de Iracema-Cabiúnas (gasoduto Rota 2).

As características operacionais do Gasoduto Lula Área de Iracema Norte estão descritas na **Quadro II.2.4.6.7.3.4-1**.

**Quadro II.2.4.6.7.3.4-1 - Características construtivas e operacionais dos Gasodutos Lula Área Iracema Norte**

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Flexíveis	-
Comprimento Aproximado dos Dutos	11,55 km cada	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
Vazão Máxima de Operação	7,55 MMSm <sup>3</sup> /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	conexão de topo
Pressão Mínima de Operação	11,5 MPa	conexão de topo
Pressão Máxima de Projeto	27,5 MPa	conexão de topo
Pressão Incidental de Projeto	30,25	Conexão de topo
Temperatura Máxima de Projeto	60 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	- 20 °C	No duto
Vida Útil	22 anos	-
Material do duto	Armaduras metálicas e camadas poliméricas	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobreespessura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	2.240 m	-

As estruturas submarinas que irão compor os Gasodutos Lula Área de Iracema Norte serão:

- 1 PLEM (*Pipeline End Manifold*) (PLEM-CMB-002): equipamento dotado de válvulas para fazer interligações futuras ou conexões com linhas existentes;
- 2 válvulas de emergência (ESDV).

As válvulas ESDVs dos Gasodutos Lula Área de Iracema Norte serão instaladas o mais próximo possível da UEP de Lula Área de Iracema Norte.

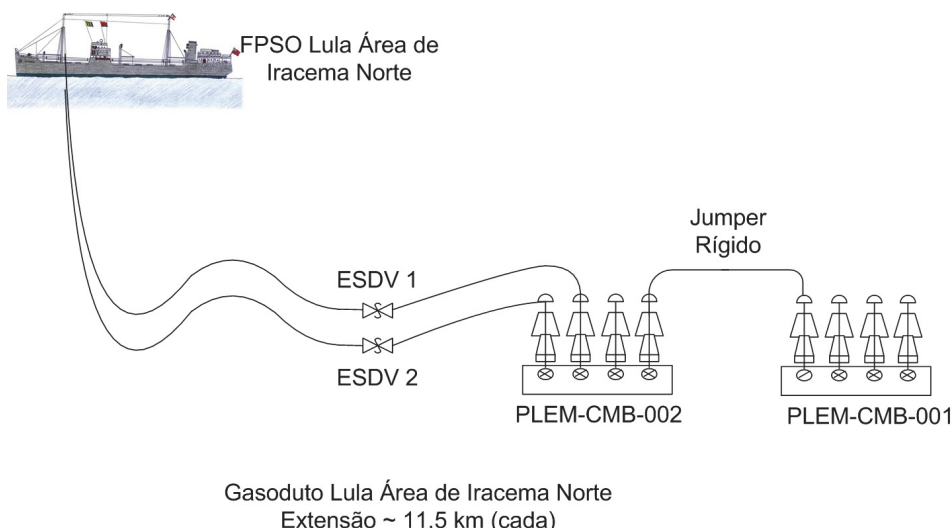
As localizações dos equipamentos submarinos estão listadas na **Tabela II.2.4.6.7.3.4-1**.

**Tabela II.2.4.6.7.3.4-1 -- Equipamentos dos Gasodutos Lula Área Iracema Norte**

Equipamento	Coordenada UTM (Sirgas 2000)* – Fuso 23	
	Leste (X)	Norte (Y)
PLEM-CMB-002	718728	7212591
PLEM-CMB-001	719.078	7.212.398
ESDV 1	710576	7217536
ESDV 2	710567	7217576

\* Meridiano Central 45 Gr W.

A **Figura II.2.4.6.7.3.4-1** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.



**Figura II.2.4.6.7.3.4-1 - Diagrama Unifilar dos Gasodutos Lula Área Iracema Norte**

#### II.2.4.6.7.3.5 - Gasoduto Lula Oeste

Será instalado um gasoduto flexível de aproximadamente 12 km de extensão e 9,13" de diâmetro para exportar o gás natural produzido no DP de Lula Oeste.

O gasoduto será interligado à conexão ILT do Gasoduto Lula NE-Lula. As características operacionais do gasoduto estão descritas no **Quadro II.2.4.6.7.3.5-1**.

**Quadro II.2.4.6.7.3.5-1 - Características construtivas e operacionais do Gasoduto Lula Oeste**

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Flexível	-
Comprimento Aproximado do Duto	12 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
Vazão Máxima de Operação	6 MMSm <sup>3</sup> /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0,1 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	30,25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)/ set da PSV no FPSO
Pressão Incidental da Exportação	30,25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)/ set da PSV no FPSO
Temperatura Máxima de Projeto	60 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	20 °C	
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Armaduras metálicas e camadas poliméricas	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobreespessura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	2.020 m	-

A estrutura submarina que irá compor o Gasoduto Lula Oeste será:

- 1 válvula de emergência (ESDV)

A válvula ESDV do Gasoduto Lula Oeste será instalada na conexão *riser-flow*.

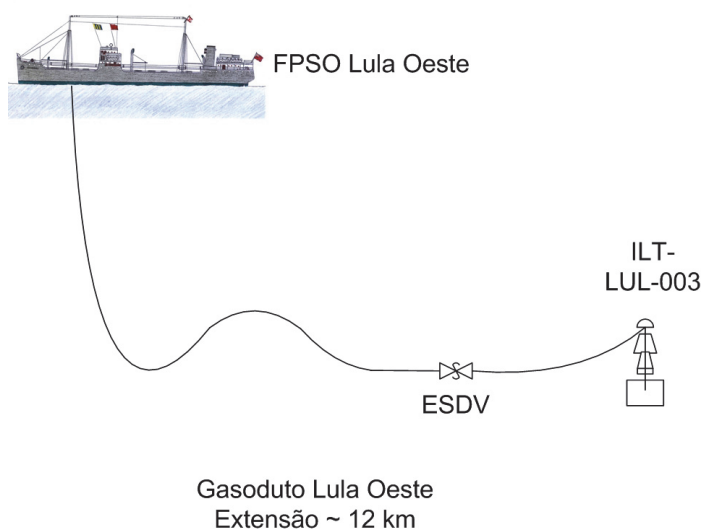
A localização do equipamento submarino está listada na **Tabela II.2.4.6.7.3.5-1**.

**Tabela II.2.4.6.7.3.5-1 - Equipamentos do Gasoduto Lula Oeste**

Equipamento	Coordenada UTM (Sirgas 2000)* – Fuso 23	
	Leste (X)	Norte (Y)
ESDV	711748	7180620
ILT-LUL-003	712.599	7.175.197

\* Meridiano Central 45 Gr W.

A **Figura II.2.4.6.7.3.5-1** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.



**Figura II.2.4.6.7.3.5-1 - Diagrama Unifilar do Gasoduto Lula Oeste**

#### II.2.4.6.7.3.6 - Gasoduto Franco 1

Será instalado um gasoduto flexível de 9,13" de diâmetro e 5,7 km de extensão, que interligará o FPSO de Franco 1 ao PLEM-RUB-001, o qual será interligado à conexão ILT-FRA-001 do Gasoduto Rota 2 por um trecho de *flowline* de 4,6 km de extensão e 9,13" de diâmetro

As características operacionais do Gasoduto Franco 1 estão descritas no **Quadro II.2.4.6.7.3.6-1**.

**Quadro II.2.4.6.7.3.6-1 - Características construtivas e operacionais do Gasoduto Franco 1**

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Flexível	-
Comprimento Aproximado do Duto (gasoduto e flowline)	10,31 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
Vazão Máxima de Operação	6 MMSm <sup>3</sup> /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	30,55 MPa	-
Pressão Incidental da Exportação	30,55 MPa	Pressão incidental do riser
Temperatura Máxima de Projeto	60 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	20 °C	
Vida Útil	25 anos	-
Material do duto	Armaduras metálicas e camadas poliméricas	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobreespessura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	2.020 m	-

As estruturas submarinas que irão compor o Gasoduto Franco 1 serão:

- 1 válvula de emergência (ESDV);
- 1 PLEM RUB-001.

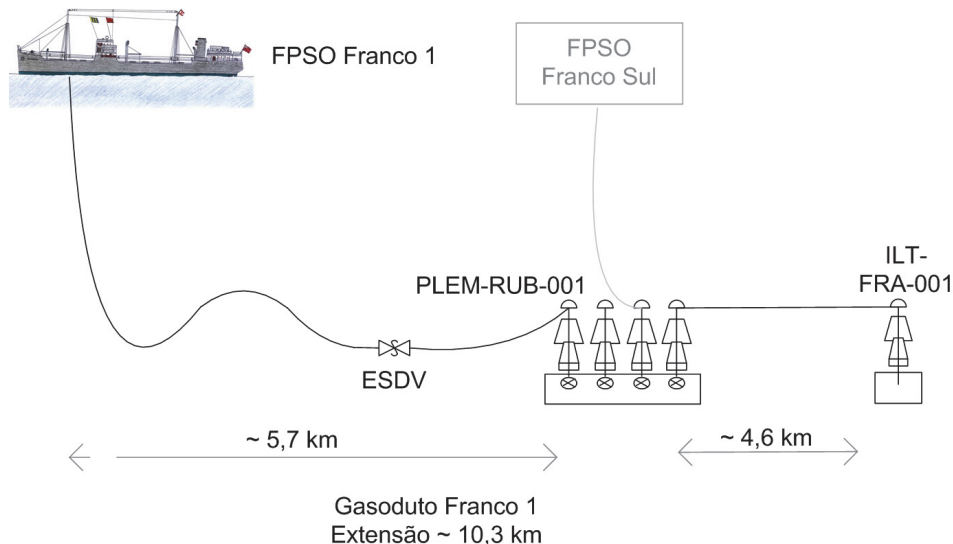
A válvula ESDV do Gasoduto Franco 1 será instalada na conexão *riser-flow*. As localizações dos equipamentos submarinos estão listadas na **Tabela II.2.4.6.7.3.6-1**.

**Tabela II.2.4.6.7.3.6-1 - Equipamentos do Gasoduto Franco 1**

Equipamento	Coordenada UTM (Sirgas 2000)* – Fuso 23	
	Leste (X)	Norte (Y)
ESDV	748.070	7.272.156
PLEM -RUB-001	745.757	7.268.917
ILT-FRA-001	741.238	7.269.082

\* Meridiano Central 45 Gr W.

A **Figura II.2.4.6.7.3.6-1** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.



**Figura II.2.4.6.7.3.6-1 - Diagrama Unifilar do Gasoduto Franco 1**

#### II.2.4.6.7.3.7 - Gasoduto Franco NW

O gasoduto Franco NW (flexível) terá aproximadamente 15 km de extensão e 24" de diâmetro. Será conectado ao gasoduto Lula Norte-Franco Nordeste pelo PLEM-FRA-001. É neste PLEM que o PLET-FRA-008 do gasoduto Lula Norte-Franco Nordeste está conectado (extremidade final do gasoduto Lula Norte-Franco Nordeste).

As características operacionais do Gasoduto Franco NW estão descritas no **Quadro II.2.4.6.7.3.7-1**.

**Quadro II.2.4.6.7.3.7-1 - Características construtivas e operacionais do Gasoduto Franco NW.**

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Flexível	-
Gasoduto	Flexível	-
Comprimento Aproximado do Duto	15 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
Vazão Máxima de Operação	7 MMSm <sup>3</sup> /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)

Característica	Informação	Observação
Pressão Mínima de Operação	0	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	27,47 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Temperatura Máxima de Projeto	60 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	20 °C	
Vida Útil	25 anos	-
Material do duto	Armaduras metálicas e camadas poliméricas	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobreespessura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade máxima	2.035 m	

A estrutura submarina que irá compor o Gasoduto Franco NW será:

- 1 válvula de emergência (ESDV).

A válvula ESDV do Gasoduto Franco NW será instalada próxima ao riser híbrido. A localização dos equipamentos submarinos estão listados na **Tabela II.2.4.6.7.3.7-1**.

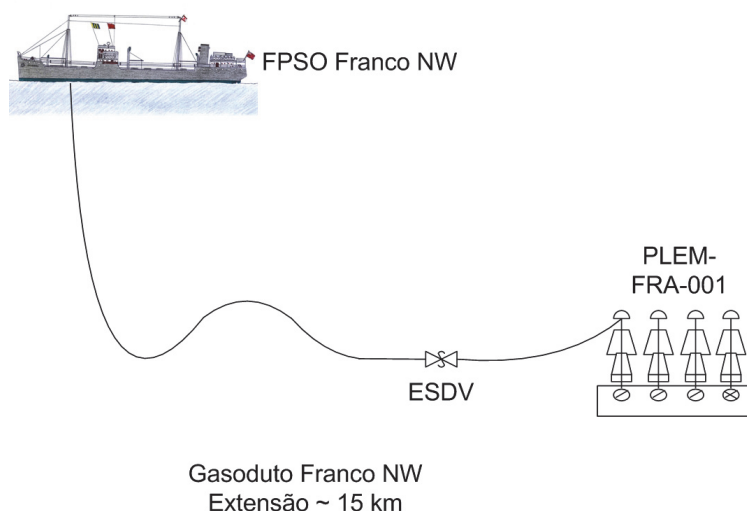
**Tabela II.2.4.6.7.3.7-1 - Equipamentos do Gasoduto Franco NW**

Equipamento	Coordenada UTM (Sirgas 2000)* – Fuso 23	
	Leste (X)	Norte (Y)
ESDV	749.390	7.278.500
PLEM-FRA-001	751.873	7.287.845

\* Meridiano Central 45 Gr W.

A **Figura II.2.4.6.7.3.7-1** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.





**Figura II.2.4.6.7.3.7-1 - Diagrama Unifilar do Gasoduto Franco NW**

#### II.2.4.6.7.3.8 - Gasoduto Franco Sul

O Gasoduto Franco Sul escoará a produção de gás natural do DP de Franco Sul ao Gasoduto Rota 2. O gasoduto será flexível e terá aproximadamente 7,6 km de extensão e 9,13" de diâmetro.

O gasoduto interligará o FPSO de Franco Sul ao PLEM-RUB-001 (de Franco 1), o qual será interligado à conexão ILT-FRA-001 do Gasoduto Rota 2 por um trecho de *flowline* de 4,6 km de extensão e 9,13" de diâmetro. O trecho de *flowline* de 4,6 km pertence ao Gasoduto Franco 1.

As características operacionais do Gasoduto Franco Sul estão descritas no **Quadro II.2.4.6.7.3.8-1**.

#### **Quadro II.2.4.6.7.3.8-1 - Características construtivas e operacionais do Gasoduto Franco Sul**

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Flexível	-
Comprimento Aproximado do Duto (Gasoduto e <i>flowline</i> )	7,6 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
Vazão Máxima de Operação	7 MMS m <sup>3</sup> /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0	25 m acima do nível médio do mar (abs)

Característica	Informação	Observação
Pressão Máxima de Projeto	27,47 MPa	-
Pressão Incidental de Exportação		
Temperatura Máxima de Projeto	60 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	20 °C	-
Vida Útil	25 anos	-
Material do duto	Armaduras metálicas e camadas poliméricas	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobreespessura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	2.040 m	-

A estrutura submarina que irá compor o Gasoduto Franco Sul será:

- 1 válvula de emergência (ESDV).

A válvula ESDV do Gasoduto Franco Sul será instalada na conexão *riser-flow*.

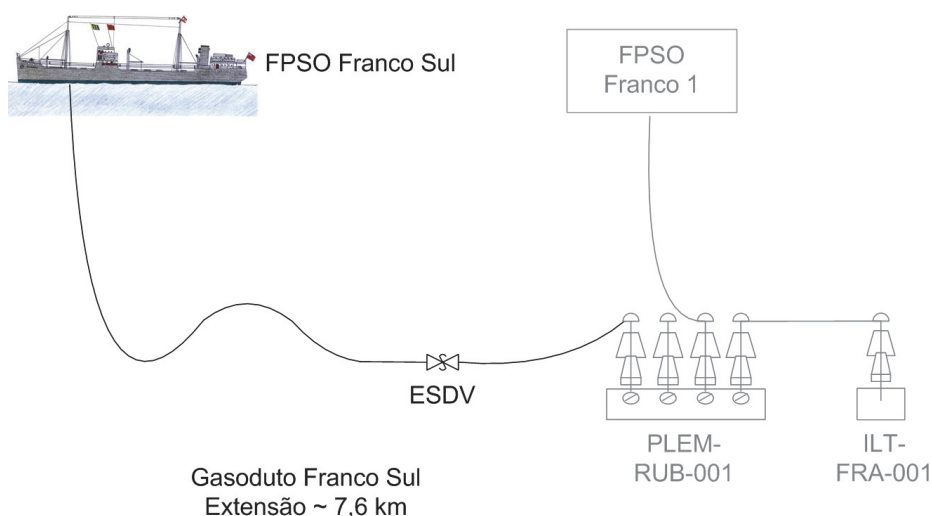
As localizações dos equipamentos submarinos estão listados na **Tabela II.2.4.6.7.3.8-1**.

**Tabela II.2.4.6.7.3.8-1 - Equipamentos do Gasoduto Franco Sul**

Equipamento	Coordenada UTM (Sirgas 2000)* – Fuso 23	
	ESTE (X)	NORTE (Y)
ESDV	748.991	7.267.275

\* Meridiano Central 45 Gr W.

A **Figura II.2.4.6.7.3.8-1** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.



**Figura II.2.4.6.7.3.8-1 - Diagrama Unifilar do Gasoduto Franco Sul**

#### II.2.4.6.7.3.9 - Gasoduto Franco SW

O Gasoduto Franco SW escoará a produção de gás natural do DP de Franco SW ao Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste e será conectado por meio do PLET-FRA-003 ao PLEM-FRA-003, sendo este pertencente ao Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste.

O Gasoduto Franco SW terá aproximadamente 7 km de extensão e 9,13" de diâmetro. As características operacionais do Gasoduto Franco SW estão descritas no **Quadro II.2.4.6.7.3.9-1**.

**Quadro II.2.4.6.7.3.9-1 - Características construtivas e operacionais do Gasoduto Franco SW**

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Flexível	-
Comprimento Aproximado do Duto	7 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
Vazão Máxima de Operação	7 MMSm <sup>3</sup> /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	27,47 MPa	-
Temperatura Máxima de Projeto	60 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	20 °C	-

Característica	Informação	Observação
Vida Útil	25 anos	-
Material do duto	Armaduras metálicas e camadas poliméricas	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobreespessura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	2.035 m	-

As estruturas submarinas que irão compor o Gasoduto Franco SW serão:

- 1 válvula de emergência (ESDV).

Não haverá estruturas submarinas além da ESDV. A válvula ESDV do Gasoduto Franco SW será instalada na conexão *riser-flow*.

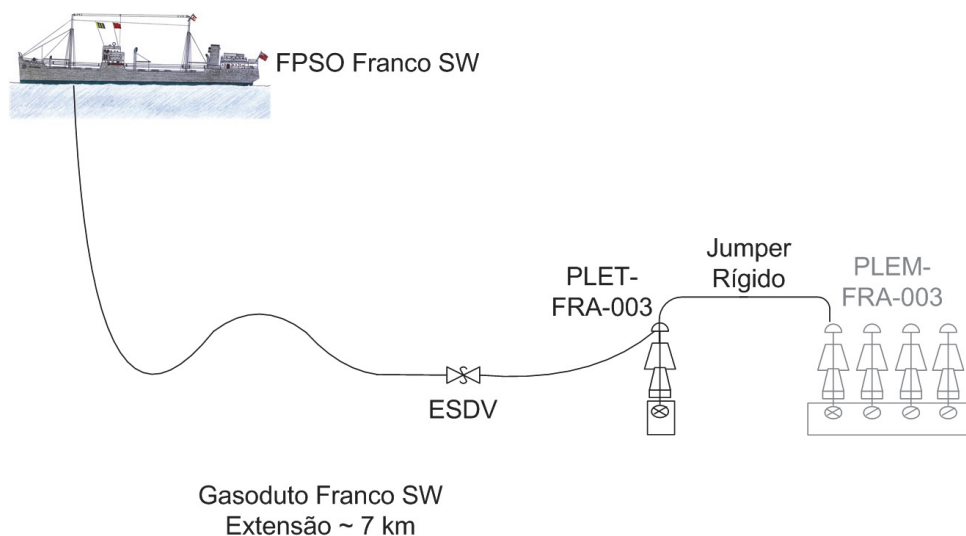
A localização dos equipamentos submarinos está listada na **Tabela II.2.4.6.7.3.9-1**.

**Tabela II.2.4.6.7.3.9-1 - Equipamentos do Gasoduto Franco SW**

Equipamento	Coordenada UTM (Sirgas 2000)* – Fuso 23	
	Este (X)	Norte (Y)
ESDV	761.250	7.250.750
PLET-FRA-003	761.959	7.257.294

\* Meridiano Central 45 Gr W.

A **Figura II.2.4.6.7.3.9-1** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.



**Figura II.2.4.6.7.3.9-1 - Diagrama Unifilar do Gasoduto Franco SW**

#### **II.2.4.7 - Caracterização do Escoamento da Produção de Óleo e Gás**

O escoamento do óleo produzido e pré-tratado nos FPSOs do Projeto Etapa 2 será realizado através de operações de *offloading* com a utilização de navios aliviadores de posicionamento dinâmico do tipo Aframax ou Suezmax.

A capacidade típica para transporte de óleo destes navios varia de 80 a 160 mil m<sup>3</sup> e escoará a produção para terminais no continente. O escoamento de óleo ocorre da mesma forma para as diversas etapas do empreendimento, como TLD, SPA e DP.

O escoamento de gás dos projetos de DP licenciados pelo Projeto Etapa 2 se dará por conexão das unidades de produção aos gasodutos troncos Rota 1, Rota 2 e Rota 3, sendo estes dois últimos em processo de licenciamento.

O gasoduto Rota 2 do Polo Pré Sal da Bacia de Santos, com previsão de entrada em operação em 2014, agregará à malha 13 MMm<sup>3</sup>/d de capacidade de exportação de gás. Este gasoduto consiste na interligação do gasoduto Lula NE - Iracema e Iracema - Lagomar ao Terminal Cabiúnas - TECAB, que viabilizará o escoamento do gás para Cabiúnas, onde será tratado, processado e comercializado. Para isto, o TECAB está passando por adequações para implantação de novas unidades de recebimento e tratamento de gás, além da ampliação da capacidade de processamento de gás natural.

O gasoduto Rota 3 com previsão de entrada em operação em 2016, agregará à malha aproximadamente 18 MM m<sup>3</sup>/d de capacidade de exportação de gás. Este gasoduto consiste na interligação dos projetos do Pré-Sal ao COMPERJ, contendo como trecho principal o gasoduto submarino interligando Franco Noroeste a Maricá e o gasoduto terrestre interligando Maricá ao COMPERJ. O gás será processado em Unidades de Processamento de Gás no COMPERJ, que terão capacidade de 21 MM Sm<sup>3</sup>/d.

Se houver excedente de gás em Cabiúnas, o mesmo poderá ser enviado através do GASDUC II e de um futuro ramal de gás rico (Guapimirim-COMPERJ) para processamento nas UPGNs do COMPERJ.

#### **II.2.4.8 - Rotas dos Navios Aliviadores**

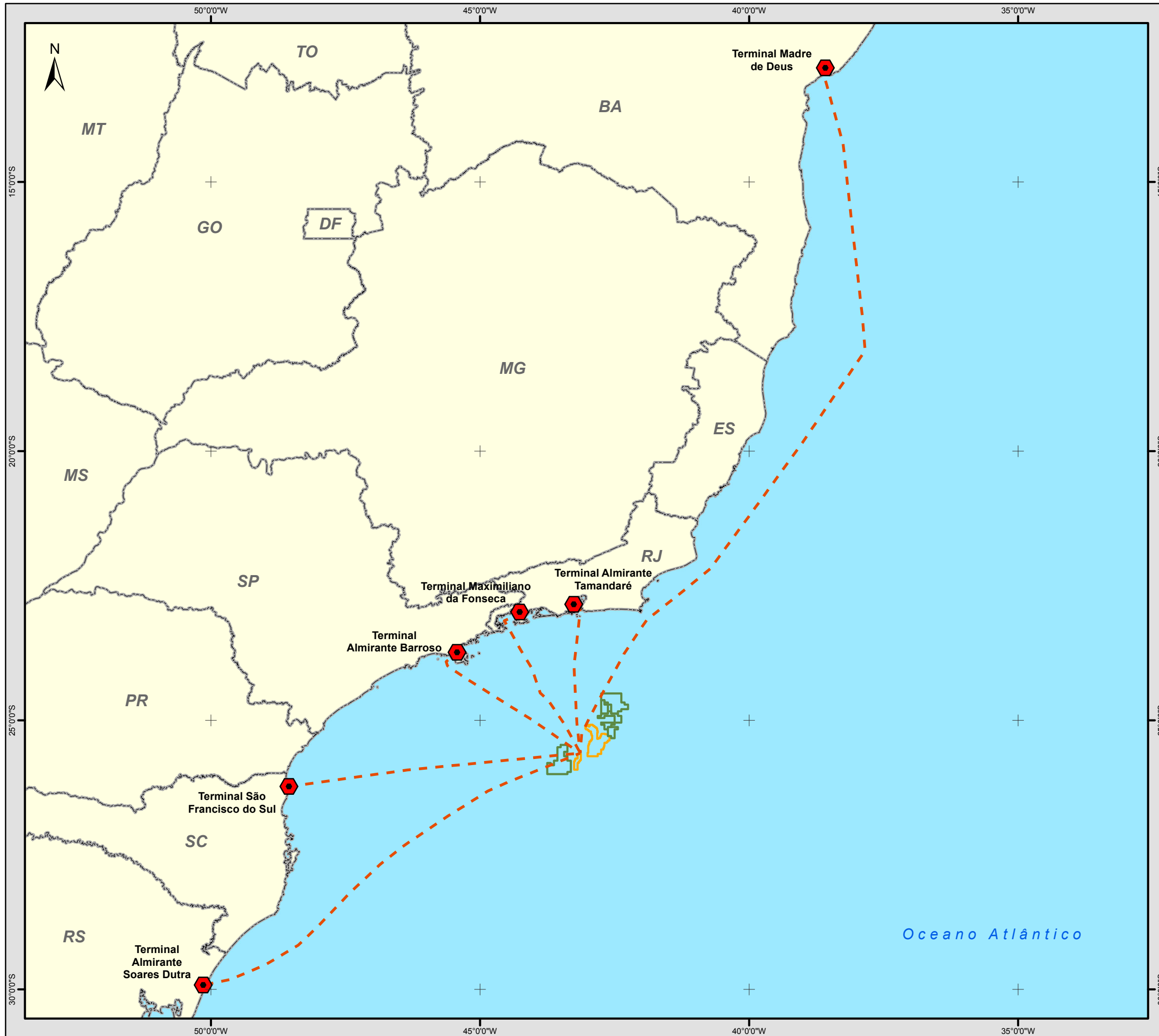
O óleo produzido nos empreendimentos do Projeto Etapa 2 serão escoadas pelos navios aliviadores, que poderão recolher a produção de mais de um empreendimento.

Os terminais previstos para receber o óleo do SPA, TLDs e DPs do Projeto Etapa 2 são:



- Terminal Almirante Soares Dutra (RS);
- Terminal São Francisco do Sul (SC);
- Terminal Almirante Barroso (SP);
- Terminal Maximiliano da Fonseca (RJ);
- Terminal Almirante Tamandaré (RJ);
- Terminal Madre de Deus (BA).

A **Figura II.2.4.8-1** apresenta as rotas passíveis de utilização pelos navios aliviadores.








**Legenda Temática**

-  Terminais Aquaviários - TRANSPETRO/PETROBRAS
-  Rota dos navios aliviadores

**Convenções do Mapa**

-  Blocos de Exploração - Etapa 2
-  Campos de Produção - Etapa 2

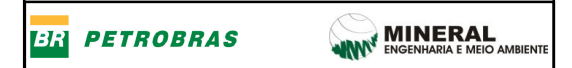
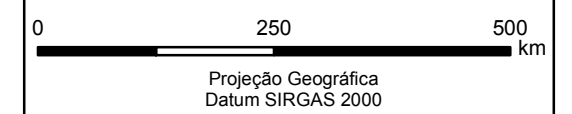
**Convenções Cartográficas**

-  Limite Estadual

**Localização Geral**



*Referências utilizadas:*  
 - Relatório "Rotas de Escoamento Marítimo do Polo Pré-Sal", 2012;  
 - Blocos de Exploração e Campos de Produção (ANP, 2012);  
 - Unidades Federais (IBGE, 2005).



**EIA DA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 2**

**ROTAS DOS NAVIOS ALIVIADORES**

Data:	Figura:	Escala:	Rev.
Outubro/2013	II.2.4.8-1	1:8.000.000	0



Os empreendimentos atualmente em operação no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, tais como o Piloto de Lula, Piloto de Sapinhoá e TLD de Sapinhoá Norte, realizaram em 2013 as operações de alívio apresentadas na **Tabela II.2.4.8-1**.

Desde janeiro/2013 até julho/2013 foram transportados mais de 3 milhões de metros cúbicos, destinado aos terminais de São Sebastião, Madre de Deus e enviados para exportação

**Tabela II.2.4.8-1 – Operações de alívio já realizadas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - 2013**

FPSO	Atividade	Campo	Data (2013)	Carga (m <sup>3</sup> )	Navio	Destino
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	07/jan	167.000	Windsor knutsen	Exportação
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	13/jan	80.000	Angra dos reis	São Sebastião
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	17/jan	80.000	Angra dos reis	Madre de Deus
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	24/jan	80.000	Eagle parana	São Sebastião
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	27/jan	80.000	Recife knutsen	São Sebastião
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	04/fev	80.000	Recife knutsen	São Sebastião
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	10/fev	80.000	Angra dos reis	Madre de Deus
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	16/fev	80.000	Eagle paraiba	São Sebastião
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	22/fev	80.000	Angra dos reis	São Sebastião
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	03/mar	167.500	Windsor knutsen	Exportação
Cidade de São Paulo	Piloto	Sapinhoá	03/mar	100.000	Angra dos reis	São Sebastião
BW Cidade de São Vicente	TLD	Sapinhoá Norte	10/mar	50.000	Angra dos reis	São Sebastião
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	11/mar	80.000	Madre deus	Madre de Deus
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	17/mar	80.000	Angra dos reis	Madre de Deus
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	23/mar	80.000	Rio grande	São Sebastião
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	04/abr	100.000	Eagle parana	Madre de Deus
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	11/abr	80.000	Windsor knutsen	Exportação
Cidade de São Paulo	Piloto	Sapinhoá	13/abr	80.000	Windsor knutsen	Exportação
BW Cidade de São Vicente	TLD	Sapinhoá Norte	13/abr	50.000	Eagle paraiba	São Sebastião
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	16/abr	95.000	Recife knutsen	Madre de Deus
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	23/abr	100.000	Sao sebastiao	Madre de Deus

FPSO	Atividade	Campo	Data (2013)	Carga (m <sup>3</sup> )	Navio	Destino
BW Cidade de São Vicente	TLD	Sapinhoá Norte	10/mai	62.000	Navion marita	Madre de Deus
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	10/mai	100.000	Eagle parana	Madre de Deus
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	17/mai	160.000	Windsor knutsen	Exportação
Cidade de São Paulo	Piloto	Sapinhoá	24/mai	100.000	Angra dos reis	São Sebastião
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	25/mai	100.000	Madre deus	Madre de Deus
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	30/mai	100.000	Sao sebastiao	São Sebastião
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	05/jun	100.000	Recife knutsen	São Sebastião
BW Cidade de São Vicente	TLD	Sapinhoá Norte	06/jun	55.000	Navion anglia	São Sebastião
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	16/jun	167.500	Windsor knutsen	Exportação
Cidade de São Paulo	Piloto	Sapinhoá	23/jun	167.500	Carmen knutsen	Exportação
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	20/jun	100.000	Rio grande	São Sebastião
BW Cidade de São Vicente	TLD	Sapinhoá Norte	30/jun	52.000	Dan sabia	Madre de Deus
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	30/jun	100.000	Angra dos reis	São Sebastião
Cidade de Angra dos Reis	Piloto	Lula	06/jul	100.000	Fortaleza knutsen	São Sebastião
<b>Total Piloto de Lula</b>				<b>2.617.000</b>	-	-
<b>Total Piloto de Sapinhoá</b>				<b>447.500</b>	-	-
<b>Total TLD de Sapinhoá Norte</b>				<b>269.000</b>	-	-
<b>TOTAL</b>				<b>3.333.500</b>	-	-

#### II.2.4.9 - Descrição das Operações de Instalação das Unidades de Produção e Estruturas Submarinas

##### II.2.4.9.1 - Ancoragem das UEPs

A operação de ancoragem das UEPs, tanto para o sistema *Turret Mooring* do FPSO BW Cidade de São Vicente como para o *Spread Mooring* dos demais FPSOs, divide-se em duas etapas: pré-lançamento do ponto fixo de ancoragem e tensionamento das linhas de ancoragem.

Ressalta-se que o FPWSO *Dynamic Producer*, dotado de sistema de posicionamento dinâmico, não requer ancoragem.

#### II.2.4.9.1.1 - Pré-lançamento do ponto fixo de ancoragem

O processo de instalação do ponto fixo de ancoragem consiste na descida da estaca até uma profundidade calculada, quando então o sistema é liberado caindo por gravidade. A estaca torpedo crava no solo marinho e posteriormente são registrados os valores da profundidade atingida e o ângulo de inclinação da estaca. Estes dados são utilizados para aprovação da Sociedade Classificadora. A **Figura II.2.4.9.1.1-1** mostra um exemplo de estaca torpedo utilizada em ancoragem.



**Figura II.2.4.9.1.1-1** - Estaca do tipo torpedo utilizada em ancoragem.

Esta fase compreende a instalação das estacas torpedos e amarras de fundo de cada uma das linhas de ancoragem e é realizada antes da chegada do FPSO na locação.

Esta fase é realizada com a utilização de embarcações do tipo AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*) conforme **Figura II.2.4.9.1.1-2**, com apoio de uma embarcação do tipo RSV (*Remote Survey Vessel*), para operações com ROV.



**Figura II.2.4.9.1.1-2** - Foto das embarcações de suporte Maersk Boulder (esq) e Far Senior (dir), que poderão ser utilizadas na instalação da ancoragem dos FPSOs.

As embarcações que poderão operar na realização das atividades são aquelas contempladas nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado e serão definidas em função da disponibilidade quando da realização da operação.

Caso alguma embarcação venha a trabalhar nessa operação e não esteja inserida nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado, serão apresentados os respectivos descritivos e certificados, e ela será disponibilizada para vistoria técnica do IBAMA antes de iniciar suas operações. Paralelamente, ações educativas propostas para os trabalhadores dessa embarcação ocorrerão para conscientizá-los sobre as questões ambientais. Neste sentido, serão utilizadas as premissas do Projeto de Educação Ambiental ao Trabalhador - PEAT, apresentado no **item II.7.9** deste EIA.

Ao chegarem à locação, os AHTS se posicionam sobre as coordenadas de projeto dos pontos fixos, montam os componentes da linha de ancoragem e em seguida descem o torpedo até a profundidade definida para lançamento. Posicionado o torpedo na altura de tiro adequada, as embarcações liberam o torpedo. São monitorados os parâmetros da queda e da cravação e estando dentro do esperado, o sistema é abandonado para posterior conexão do restante da linha de ancoragem. Caso os parâmetros não atendam aos critérios de projeto, o torpedo é descravado para novo tiro.

#### II.2.4.9.1.2 - *Hook-up e tensionamento das linhas de ancoragem*

Com o FPSO BW Cidade de São Vicente já na locação, inicia-se a atividade de *hook-up*<sup>6</sup>, que consiste na instalação dos complementos dos componentes do sistema de ancoragem, ou seja, o último cabo de poliéster e a amarra de topo, e a conexão dessa amarra ao seu respectivo mordente no *Turret* fixado na proa do FPSO.

O *hook-up* dos demais FPSOs tem início após a chegada do FPSO, quando ocorre a conexão do restante da linha de ancoragem ao sistema pré-lançado e a conexão da linha ao seu respectivo ponto de fixação (*chain stopper*<sup>7</sup>) a bordo do FPSO.

Nesta etapa, são disponibilizadas no mínimo seis embarcações, as quais atuam nas atividades de reboque e posicionamento do FPSO na locação, para limitar a deriva da unidade para conectar os sistemas pré-lançados ao FPSO.

Quando o FPSO estiver nas proximidades da sua locação, este passará então a ser conduzido por quatro rebocadores. O conjunto se aproximará lentamente da locação final, para que se inicie a conexão das linhas de ancoragem.

Após o posicionamento da unidade, o FPSO envia para o AHTS, um cabo mensageiro e um trecho de amarra provisória. Então o AHTS com a linha de ancoragem já montada, conecta a amarra de topo à amarra provisória.

Em seguida o FPSO recolhe a amarra provisória e parte da amarra de topo, utilizando o guincho, até poder prendê-la no *chain stopper*.

Uma embarcação de suporte com ROV (RSV) participa de todas as operações desta fase.

Após o *hookup* de todas as linhas de ancoragem, estas são tracionadas pelos guinchos do FPSO até que seja alcançada a tração de projeto.

Em seguida as amarras são travadas e está finalizada a ancoragem do FPSO.

<sup>6</sup> *Hook up*: método de instalação de *risers* e linhas de ancoragem em unidades flutuantes

<sup>7</sup> *Chain Stopper*: dispositivo que prende a corrente da âncora no FPSO.

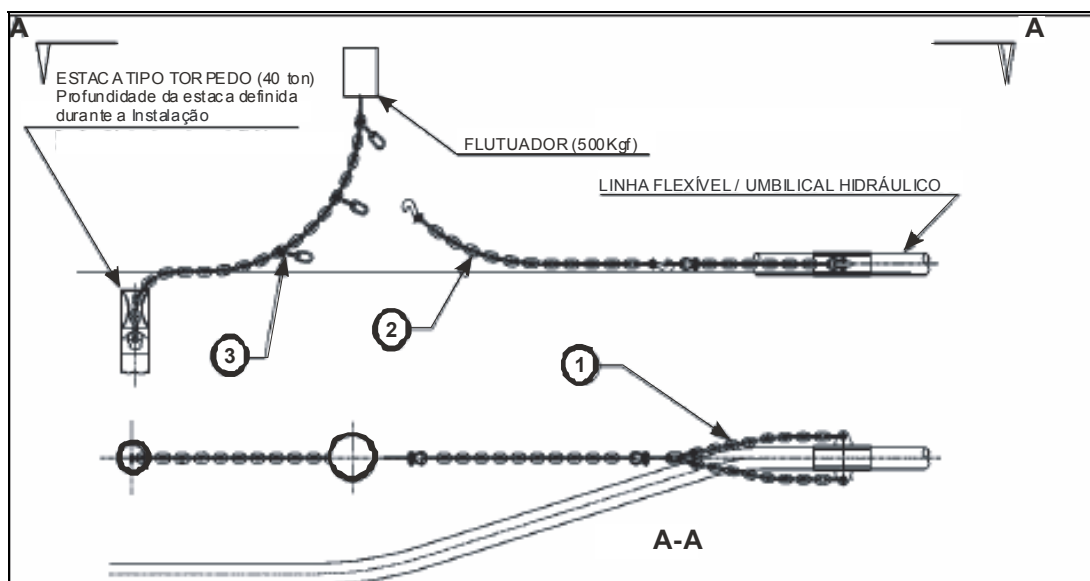
#### II.2.4.9.2 - Ancoragem das Linhas Flexíveis

As linhas flexíveis (produção, injeção, serviço e umbilical) também serão ancoradas com o objetivo de manter a configuração das linhas em catenária livre e de absorver as cargas dinâmicas nos pontos em que os *risers* suspensos tocam o solo marinho, causadas pelos movimentos do FPSO.

O sistema de ancoragem será composto por estacas do tipo torpedo, menores que aquelas utilizadas para a ancoragem do FPSO. O lançamento das estacas torpedos para ancoragem de *risers* é mais simples que as de ancoragem de um FPSO. Para o lançamento será necessária somente uma embarcação com características semelhantes aos navios com ROV empregados no procedimento de ancoragem do FPSO.

A instalação das estacas consiste na descida do torpedo até uma profundidade entre 40 e 60 m do fundo do solo marinho, quando então é solto por gravidade. 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 instalação, as linhas serão fixadas às estacas por meio de colares e rabichos de amarra com auxílio do ROV, conforme está ilustrado no esquema da **Figura II.2.4.9.2-1**. As linhas que precisarem ser ancoradas serão lançadas já com seu colar de ancoragem.



**Figura II.2.4.9.2-1** - Esquema do sistema de ancoragem das linhas de fluxo.

#### II.2.4.9.3 - Instalação do Sistema de Coleta (Produção, Serviço e Umbilical)

Nos TLDs, SPA e DPs do Projeto Etapa 2 (com exceção dos realizados pelo FPWSO *Dynamic Producer*), para a interligação dos poços ao FPSO serão utilizadas ANMs com três Módulos de Conexão Vertical (MCVs) independentes. Um MCV servirá para a interligação da linha de produção, outro para a interligação da linha de serviço e o terceiro para interligação do umbilical de controle (UEH) das válvulas da ANM.

O sistema MCV possui flanges padronizados e compatíveis para permitir a conexão da linha na ANM. Essa conexão é feita no navio de lançamento de linhas, o qual, através de cabos de aço, desce o MCV até a ANM para a interligação do poço à unidade de produção.

Os três MCVs serão separados, de forma a permitir o lançamento das linhas (produção, injeção e UEH) independentemente. Caso fosse utilizado um único MCV, as três linhas teriam de ser lançadas simultaneamente.

Após a instalação do MCV e das estacas de ancoragem, as linhas flexíveis de produção, injeção, serviço e umbilicais serão lançadas no leito marinho.

As embarcações responsáveis pelo lançamento das linhas serão os Navios Lançadores de Linha (PLSVs-*pipeline laying support vessels*).

As linhas são lançadas com o auxílio de embarcação DSV (*Diving Support Vessel*) que contribuirá no lançamento e nas atividades de *pull-in* e embarcação RSV (*Remote Survey Vessel*), dotada de ROV, que realizará as conexões das linhas com as ANM, *manifolds* e ancoragem.

A **Figura II.2.4.9.3-1** mostra um exemplo de embarcação PLSV.



**Figura II.2.4.9.3-1** - Exemplo de Navio Lançador de Linha - PLSV (Pipe Laying Vessel)

Os *manifolds* podem ser instalados antes ou depois da instalação das linhas de produção. Como um *manifold* interliga as linhas de diversos poços em uma única linha principal, em geral instala-se primeiramente os *risers*/linhas de um poço, em seguida o *manifold* e posteriormente as linhas do segundo poço.

#### II.2.4.9.3.1 - FPWSO *Dynamic Producer*

A unidade de produção FPWSO *Dynamic Producer* não efetuará lançamento de linhas e/ou dutos no leito marinho, uma vez que a produção escoar diretamente e exclusivamente do poço até a unidade de produção por um riser vertical, denominado Early Production Riser (EPR). Destaca-se que o lançamento do EPR e de seu Umbilical Eletro-Hidráulico será feito pela própria unidade FPWSO *Dynamic Producer*, e, dessa forma, não haverá necessidade de uso de embarcações auxiliares.

Não haverá a instalação de dutos para escoamento do óleo ou gás produzido, como já abordado anteriormente, o óleo será armazenado nos tanques do FPWSO *Dynamic Producer*, sendo periodicamente transferido aos navios aliviadores, e o gás produzido, não consumido na geração de energia, será queimado na própria unidade de produção.



#### II.2.4.9.4 - Instalação dos Gasodutos

A instalação dos gasodutos do Projeto Etapa 2 será executada segundo as etapas básicas descritas a seguir.

- Lançamento convencional do gasoduto e respectivos equipamentos;
- Limpeza, calibração e enchimento do gasoduto;
- Teste hidrostático;
- Desalagamento e secagem;
- Interligação do gasoduto com a terminação;
- Inertização do gasoduto e equipamentos com Nitrogênio (gás inerte).

Para o lançamento dos gasodutos do Projeto Etapa 2 prevê-se a utilização de três métodos: *S-Lay*, *J-Lay* ou *Reel-Lay*. A **Quadro II.2.4.9.4-1** apresenta o método construtivo previsto para os gasodutos do Projeto Etapa 2.

**Quadro II.2.4.9.4-1 - Métodos construtivos previstos para os Gasodutos do Projeto Etapa 2**

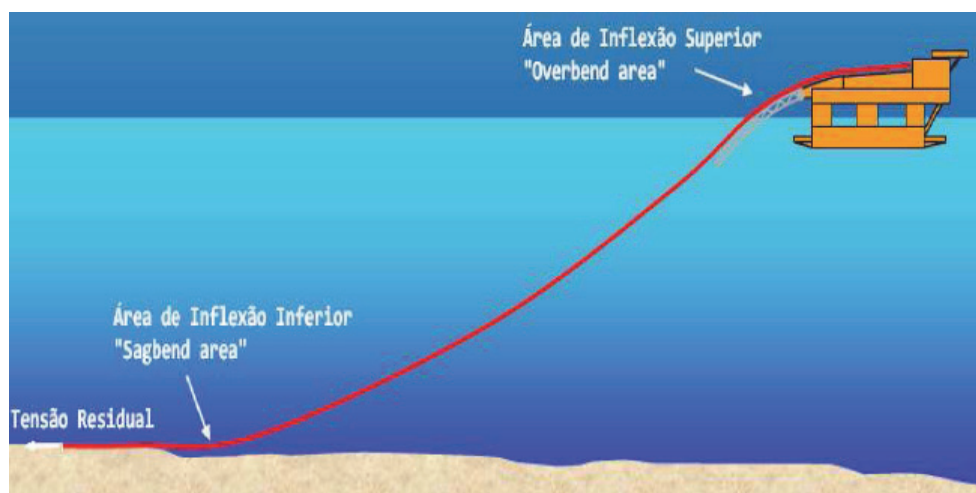
Gasoduto	Método Construtivo
Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste	S-Lay ou J-Lay
Gasoduto Carioca	Reel-Lay
Gasoduto Sapinhoá Norte	S-Lay ou J-Lay
Gasoduto Lula Sul	S-Lay ou J-Lay (rígido) e Reel-Lay(flexível)
Gasoduto Lula Central	Reel-Lay
Gasoduto Lula Alto	Reel-Lay
Gasoduto Lula Norte	S-Lay ou J-Lay
DP Lula Área de Iracema Norte	Reel-Lay
Gasoduto Franco 1	Reel-Lay
Gasoduto Franco NW	Reel-Lay
Gasoduto Lula Extremo Sul	S-Lay ou J-Lay
Gasoduto Lula Oeste	Reel-Lay
Gasoduto Franco Sul	Reel-Lay
Gasoduto Franco SW	Reel-Lay

#### II.2.4.9.4.1 - Método S-Lay

O método *S-Lay* toma seu nome da forma geométrica que o duto assume durante sua construção. A característica principal deste método é que o duto deve ser sempre mantido sobre tensão para manutenção da forma.

Este método prevê que a construção da linha seja feita sobre a embarcação de lançamento em uma posição quase horizontal, criando duas regiões de flexão acentuada: uma na rampa (*stinger*) conhecida por “*overbend*” e outra junto ao fundo, denominada “*sagbend*”.

A **Figura II.2.4.9.4.1-1** mostra um desenho esquemático da operação de lançamento na qual se vê a embarcação e a linha sendo instalada. Os segmentos do duto são soldados sobre uma linha de montagem, contendo estações de soldagem. Um ou mais tracionadores, que controlam a tração na linha, são posicionados no convés. Uma rampa treliçada chamada “*stinger*”, usada para suavizar ou minimizar a forte variação angular que o duto sofre ao deixar a embarcação é construída externamente à embarcação e atende a critérios de projeto específicos.



**Figura II.2.4.9.4.1-1** - Desenho esquemático de lançamento usando o método *S-Lay*.

Ressalta-se que há roletes ao longo de toda a linha de montagem para a movimentação do duto, e este só passa a formar uma curva no trecho após os tracionadores (**Figura II.2.4.9.4.1-2**), ou seja, há um alinhamento perfeito dos segmentos ao serem soldados. Como nesse método os equipamentos estão

dispostos em linha, a construção em série é permitida, aumentando assim a produtividade do método.



**Figura II.2.4.9.4.1-2** - Tracionador de uma embarcação típica de lançamento S-Lay.

Os principais equipamentos desse tipo de embarcação são:

- Equipamentos de transporte e manuseio de dutos;
- Estação de alinhamento e soldagem dos passes de raiz;
- Estações de soldagem dos passes de enchimento;
- Máquinas de tração (tracionadores);
- Estação de inspeção de solda;
- Estação de revestimento;
- Rampa de lançamento.

No método S-Lay as operações de construção do duto (biselamento, soldagem, revestimento, dentre outras) são realizadas em uma única linha de produção, semelhante ao um processo de montagem em série.

O processo típico de lançamento S-Lay compreende o transporte dos tubos, via embarcações de suprimento (*Pipecarrier*), a preparação e a união destes tubos a bordo da embarcação lançadora. Após a união dos segmentos de tubos, o duto assim constituído é liberado continuamente pelo *stinger* da embarcação e acomodado ao fundo do leito marinho.

Em linhas gerais, os tubos transferidos da embarcação supridora são armazenados inicialmente no convés ou no porão da embarcação lançadora. Os tubos ainda não soldados são movimentados para a linha de soldagem. No primeiro estágio da linha de soldagem é realizado o biselamento do tubo, que constitui no preparo da superfície para soldagem. Após esta etapa os tubos são encaminhados para o 2º estágio, onde é realizada o acoplamento e a união das extremidades dos tubos, através de um processo semi-automatizado de soldagem.

Durante este processo as juntas passam por diferentes etapas de soldagem (solda de raiz, enchimento e acabamento), limpeza, verificação da qualidade da solda por ultrassom e revestimento da junta soldada (manta termocontrátil), onde é controlada em detalhe a qualificação de todo o processo, de forma a garantir o atendimento aos requisitos normativos aplicáveis. Antes de ser lançado ao mar é verificado se há descontinuidade do revestimento do duto, através do emprego do detector de folga na vedação.

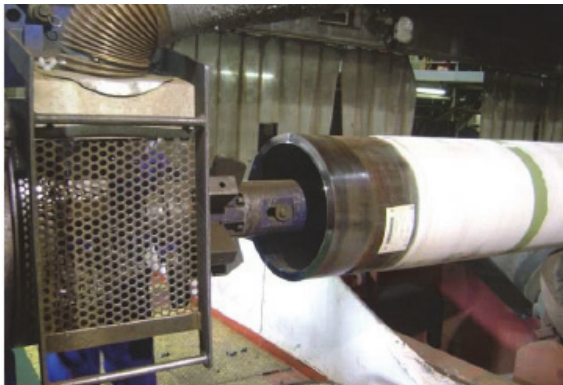
Na linha de produção são ainda instalados no duto em lançamento, equipamentos para proteção catódica (anodos de sacrifício) e equipamentos inibidores de propagação de colapso denominados *buckle arrestors*. Todo o processo ocorre de forma contínua, sendo o gasoduto em construção lançado ao mar através do *stinger*, localizado ao final da linha de produção.

A **Figura II.2.4.9.4.1-3** à **Figura II.2.4.9.4.1-8** mostram as etapas de lançamento do gasoduto.



Fonte: PETROBRAS.

**Figura II.2.4.9.4.1-3 - Recebimento dos tubos na embarcação lançadora.**



Fonte: PETROBRAS.

**Figura II.2.4.9.4.1-4 - Biselamento do tubos.**



Fonte: PETROBRAS

**Figura II.2.4.9.4.1-5 - Processo de soldagem automática dos dutos.**



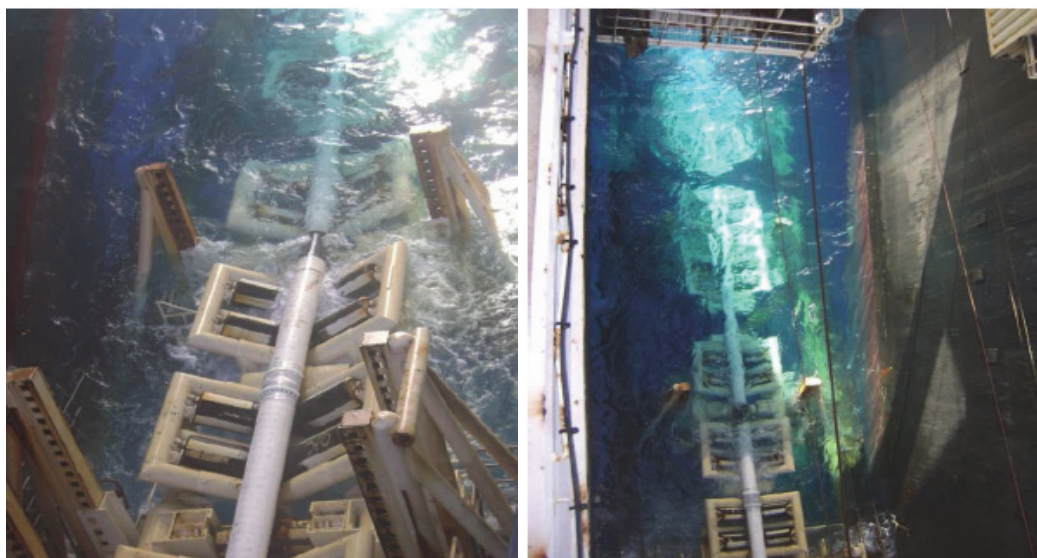
Fonte: PETROBRAS

**Figura II.2.4.9.4.1-6 - Aplicação do revestimento (aplicação de prime e colocação da manta termoretrátil).**



Fonte: PETROBRAS

**Figura II.2.4.9.4.1-7** - Aplicação dos anodos de sacrifício e do inibidor de propagação de colapso (buckle arrestor).



Fonte: PETROBRAS

**Figura II.2.4.9.4.1-8** - Lançamento do duto pelo stinger.

Um exemplo de embarcação que executa o lançamento através deste método é a balsa da PETROBRAS BGL-1 (Balsa Guindaste e Lançamento). Outros exemplos de embarcações que utilizam este método e que atuaram em projetos recentes no Brasil para a PETROBRAS são: Allseas Solitaire (projetos Tupi, trecho profundo do Gasoduto Sul-Norte Capixaba e Gasoduto da P-62), Global Iroquois (projetos Camarupim, trecho raso do projeto Mexilhão e Ubarana-UGG - em andamento), Acergy Piper (projeto Mexilhão) e Polaris (trecho raso do Gasoduto Sul-Norte Capixaba).

Exemplos de embarcações podem ser visualizados na **Figura II.2.4.9.4.1-9**.



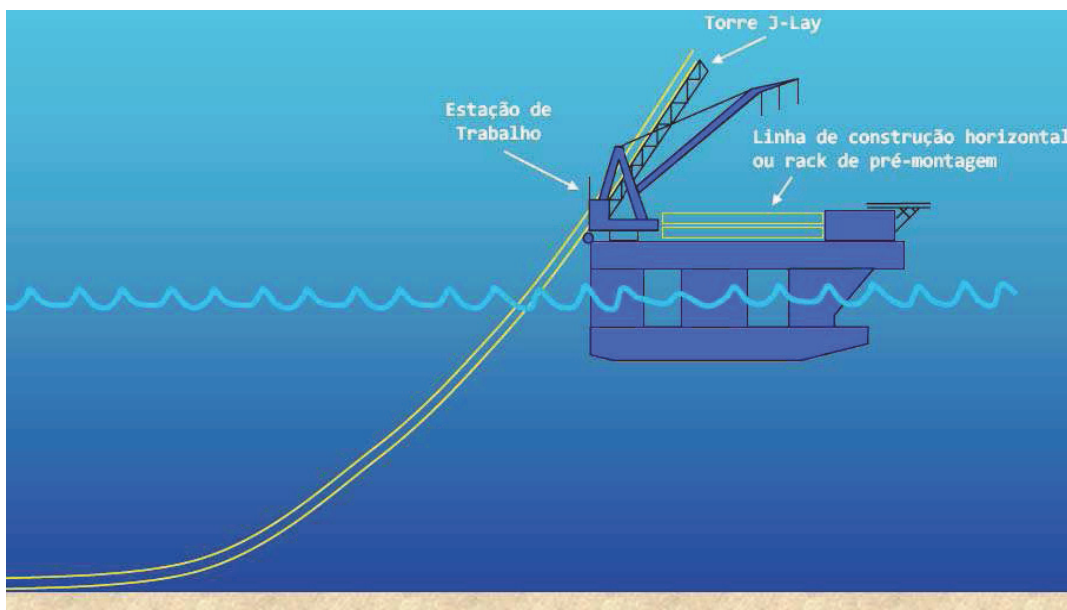


**Figura II.2.4.9.4.1-9** - Embarcação típica de lançamento S-Lay, tipo navio

#### II.2.4.9.4.2 - Método J-Lay

O método *J-Lay* é uma variação do método *S-Lay*, sendo que a rampa de lançamento encontra-se em posição quase vertical (torre de lançamento). Neste caso a região de *overbend* não existe e a configuração de lançamento se aproxima ao desenho da letra “J”. Outra característica que difere este método é o fato que as operações de construção do duto ocorrem praticamente em uma única cabine de montagem.

A depender do porte da embarcação, a fabricação do gasoduto pode ocorrer pela pré-fabricação de juntas múltiplas, normalmente entre 4 e 6 juntas, ou seja, segmentos de 48 a 72 metros de duto. A pré-fabricação de juntas múltiplas poderá ser realizada em uma linha de soldagem secundária na própria embarcação ou ainda serem fabricadas em terra. A **Figura II.2.4.9.4.2-1** ilustra um lançamento utilizando o método *J-Lay*.



**Figura II.2.4.9.4.2-1** - Esquema de lançamento usando o método J-Lay

Com a utilização da torre de lançamento, as operações de construção já não podem ser mais desenvolvidas totalmente em série, tendendo assim a uma redução na produtividade deste método.

Para obter uma maior produtividade e reduzir o tempo de instalação dos dutos rígidos, várias formas de otimização vêm sendo desenvolvidas, tais como o sistema de soldagem automática e pré-fabricação de tramos, para utilização de juntas de maior comprimento na torre de lançamento. Estes tramos de 4 a 6 dutos já soldados podem ser fabricados numa linha de soldagem secundária na própria embarcação ou ainda serem fabricados em terra e carregados assim na embarcação.

Um processo típico de lançamento J-Lay compreende:

- Pré-fabricação de tramos, tipicamente entre 12 e 48 m;
- Sistema de elevação para verticalização do tramo pré-fabricado;
- Sistema de transferência do tramo para a torre de lançamento;
- Estação de trabalho, visando alinhamento, soldagem, inspeção por ultrassom e revestimento.

O processo típico de lançamento J-Lay compreende o transporte dos tubos, via embarcações de suprimento (*Pipecarrier*) e a preparação e união destes tubos a bordo da embarcação lançadora. Após a união dos segmentos de tubos, o duto

assim constituído é liberado continuamente pela torre de lançamento da embarcação e acomodado no leito marinho.

Em linhas gerais, os tubos transferidos para a embarcação lançadora são armazenados inicialmente em seu convés principal. Os tubos ainda não soldados são movimentados para a linha de soldagem de dutos rígidos. No primeiro estágio da linha de soldagem é realizado o biselamento do tubo. Após o preparo da superfície (biselamento) os tubos são encaminhados para o 2º estágio, onde é realizada a união de quatro tubos (podendo variar entre 4 e 6 tubos, a depender da capacidade da embarcação lançadora) de 12 m cada, por vez, através de um processo automatizado de soldagem.

Posteriormente à soldagem, os tubos recebem a aplicação do revestimento sobre a superfície soldada e, em intervalos regulares, anodos de sacrifício, criando uma proteção catódica. Uma vez soldados, os tramos de quatro tubos (*Quad Joint*) são verticalizados e encaminhados para a torre de lançamento, onde é realizado o alinhamento dos *Quad Joint* a serem soldados. Após o processo de soldagem, a junta de união entre os *Quad Joint* recebe o revestimento.

Para garantir a integridade do duto, logo após o processo de união dos tubos, são realizados testes de qualidade das soldas por equipamento de ultrassom e antes de ser lançado ao mar é verificado se há descontinuidade do revestimento do duto, através do emprego do detector de folga na vedação (*holiday detector*).

A **Figura II.2.4.9.4.2-2** e a **Figura II.2.4.9.4.2-10** ilustram as etapas de lançamento pelo método J-lay.



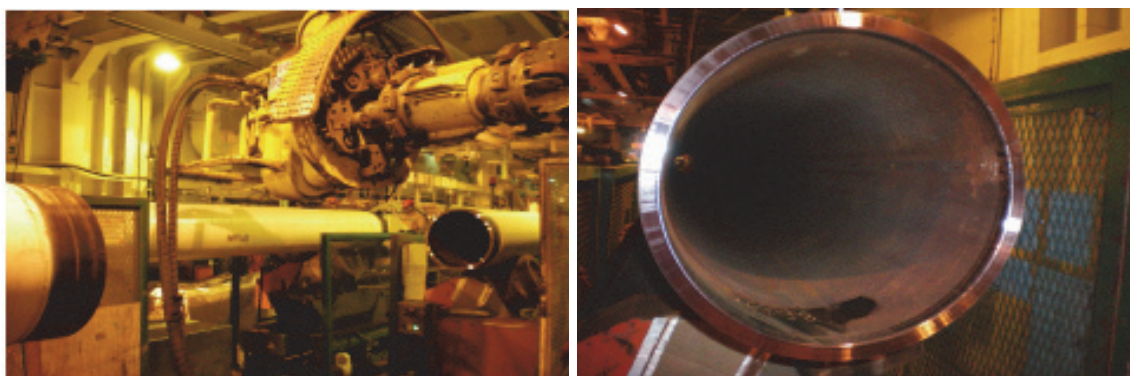
Fonte: PETROBRAS

**Figura II.2.4.9.4.2-2** - Recebimento dos tubos na embarcação lançadora.



Fonte: PETROBRAS

**Figura II.2.4.9.4.2-3 - Primeiro estágio da linha de soldagem.**



Fonte: PETROBRAS

**Figura II.2.4.9.4.2-4 - Biselamento dos tubos.**



Fonte: PETROBRAS

**Figura II.2.4.9.4.2-5 - Aplicação do revestimento e do anodo de sacrifício.**



Fonte: PETROBRAS

**Figura II.2.4.9.4.2-6 - Verticalização dos Quad Joint.**



Fonte: PETROBRAS

**Figura II.2.4.9.4.2-7 - Alinhamento dos Quad Joint.**



Fonte: PETROBRAS

**Figura II.2.4.9.4.2-8 - Processo de Soldagem dos Quad Joint.**



Fonte: PETROBRAS

**Figura II.2.4.9.4.2-9 - Processo de inspeção dos Quad Joint.**

Fonte: PETROBRAS

**Figura II.2.4.9.4.2-10 - Aplicação do revestimento.**

Este método de instalação apresenta algumas vantagens, como não precisar de instalações fabris em regiões costeiras e grandes canteiros perpendiculares à praia para a construção das linhas.

Exemplos de embarcações que utilizam este método e que atuaram em projetos recentes no Brasil para a PETROBRAS são: *FDS Saipem* (projeto Uruguá e Etapa 1) e *Deep Blue* (projeto P-52). A **Figura II.2.4.9.4.2-11** ilustra embarcações típicas *J-Lay*.



**Figura II.2.4.9.4.2-11** - Embarcações típicas de lançamento em J-Lay, tipo Semi-Sub e Navio.

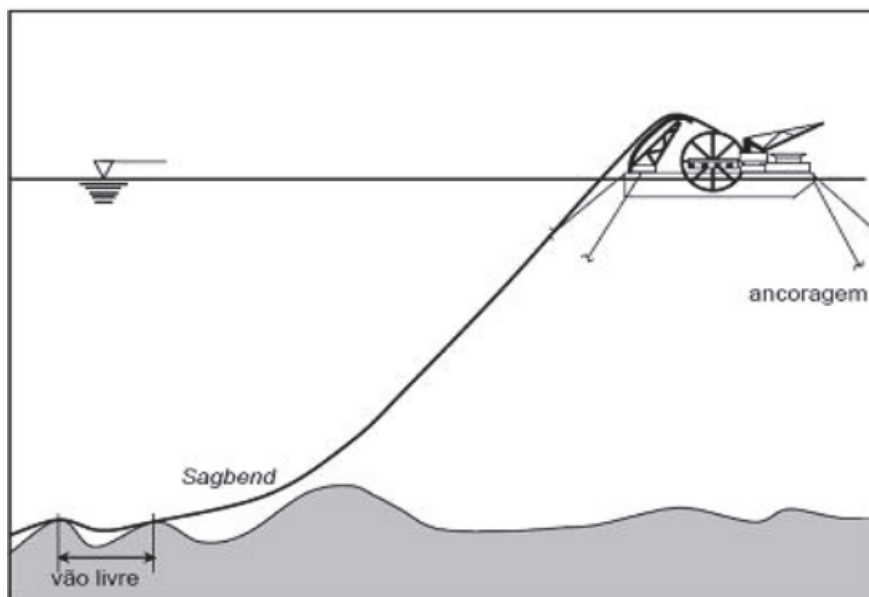
#### II.2.4.9.4.3 - Método Reel-Lay

No método *Reel-Lay*, a linha é fabricada em terra e estocada em rolos de grande diâmetro no convés da embarcação para transporte e instalação.

A instalação do duto ocorre pelo desenrolamento gradual da linha. A vantagem deste método, em relação aos outros, é a grande velocidade de instalação, que pode ser dez vezes mais rápida do que a velocidade dos lançamentos mais tradicionais. Contudo, este método possui limitação quanto ao diâmetro do duto. O diâmetro máximo viável para este tipo de lançamento é de 16".

Devido às deformações impostas ao duto, durante ao processo de enrolamento e desenrolamento, normalmente a espessura de parede necessita ser maior do que a requerida para os demais métodos. Outra limitação deste método é a restrição quanto à utilização de alguns revestimentos devido à curvatura imposta. O uso de revestimentos de alta rigidez é impraticável para este método, além de ser sensível às condições climáticas, pois o duto tem que ser todo desenrolado e lançado por inteiro, impossibilitando sua interrupção por eventuais condições.

A **Figura II.2.4.9.4.3-1** ilustra o lançamento pelo método Reel-Lay.



**Figura II.2.4.9.4.3-1** - Método Reel-Lay

Os equipamentos típicos de lançamento Reel-Lay são:

- Tambor de armazenamento;
- Equipamento de retificação;
- Máquinas de tração;
- Estação para montagem de ânodo de sacrifício;
- Estação para corte, biselamento, alinhamento, soldagem, inspeção, e revestimento de eventuais juntas de campo;
- Equipamento de suporte da linha;
- Rampa de lançamento.

A **Figura II.2.4.9.4.3-2** mostra um exemplo de embarcação utilizada para instalação de duto pelo método Reel-Lay.





**Figura II.2.4.9.4.3-2** - Exemplo de embarcação Método Reel-Lay

#### II.2.4.9.4.4 - Operações de Inicialização, Abandono e recolhimento da Linha

Uma fase da operação que requer procedimentos especiais é a inicialização do lançamento, independente do método utilizado (*S-Lay*, *J-lay* ou *Reel-Lay*).

A embarcação lançadora é responsável pela aplicação de tração no duto no início do lançamento. As tensões são controladas pelos tracionadores enquanto que o sistema de posicionamento dinâmico da embarcação é responsável por manter sua posição.

No início da operação de lançamento é necessário que a extremidade livre do equipamento a ser inicializado esteja presa a um ponto fixo, dimensionado para resistir à tração imposta à linha, evitando, assim, que ela sofra a severa flexão que seria causada por um balanço simples. Normalmente, este ponto fixo é representado por âncoras (*DMA - dead man anchor*) ou estacas de sucção.

Ao final do lançamento, a mesma situação ocorre, sendo aqui adotado o procedimento inverso, qual seja, um cabo é conectado à extremidade do duto e a um guincho na embarcação, mantendo-o tracionado até que o duto repouse sobre o leito marinho.

Na operação de abandono, tipicamente representada por uma situação de condições extremas de mar, a cabeça de abandono é conectada no equipamento, como exemplificado na **Figura II.2.4.9.4.4-1** e na **Figura II.2.4.9.4.4-2**. Um cabo é conectado a um guincho de tração constante. A balsa se move a frente, pagando

linha até que o duto esteja todo no fundo do mar. O final da linha de recuperação é abandonado com uma bóia.



**Figura II.2.4.9.4.4-1** - Passagem da cabeça de abandono sobre os roletes da embarcação



**Figura II.2.4.9.4.4-2** - Exemmplo de cabeça de abandono e recolhimento do duto

A embarcação pode se deslocar para uma região abrigada ou passar por condição climática adversa no mar em outra posição (*stand-by weather*). Quando

o *stand-by weather* acaba, a balsa retorna à posição de abandono, se reposiciona e a boia de abandono é então recuperada.

O procedimento de abandono é realizado ao final do lançamento do duto ou durante o lançamento, quando o duto está submetido às condições extremas, próximas do limite operacional. Por outro lado, operações de recuperação são realizadas em boas condições de mar.

Segue abaixo sequência de inicialização:

- Lançamento do DMA (âncora) ou estaca;
- Conexão de uma extremidade da cabeça de inicialização no equipamento e da outra extremidade no cabo que interliga o DMA. A Conexão do olhal do DMA à cabeça de inicialização poderá ser feita diretamente na embarcação;
- Avanço da embarcação de lançamento liberando o equipamento e, conseqüentemente, o duto (como pode ser visualizado na **Figura II.2.4.9.4.4-3**).



**Figura II.2.4.9.4.4-3** - Exemplo de operação de inicialização de uma linha

#### II.2.4.9.4.5 - Calçamento – Correção de Vãos Livres

Previamente ao lançamento dos gasodutos serão realizados cálculos para definir o comprimento e a altura máxima de um vão livre (segmento de duto suspenso) até onde a integridade dos gasodutos não seja comprometida ao longo

de sua vida útil, estabelecendo-se assim o seu critério de admissibilidade. Todo o vão livre que ultrapasse estes valores será objeto de instalação de calços para evitar danos futuros.

A posição preliminar dos calços de vãos livres será determinada em projeto, levando em consideração: (i) a integridade estrutural dos gasodutos em relação à posição do mesmo no leito marinho, (ii) o perfil do relevo de fundo e (iii) a existência de afloramentos rochosos no traçado de implantação dos gasodutos. Independente disto, após o lançamento dos gasodutos, um ROV (veículo operado remotamente) verificará a existência de vãos. Caso seja detectada a presença de vãos, o comprimento e altura dos mesmos ao longo da rota será medida, de forma que seja possível identificar os vãos cujo comprimento ou altura estejam maiores que o admissível, necessitando assim serem calçados. Um monitoramento detalhado será conduzido nessas áreas onde os suportes serão necessários antes que a instalação do calço se inicie. Será avaliado o nível de entrincheiramento entre os gasodutos e o leito marinho, declividade e condições do solo marinho, dentre outros fatores que podem afetar a instalação dos calços.

A solução a ser utilizada para a correção dos vãos dependerá da sua altura. Para os vãos maiores que 1 metro, o calçamento será realizado, preferencialmente, através da instalação de suportes mecânicos ajustáveis e para os vãos com alturas menores que 1 metro o calçamento se dará através do emprego de sacos preenchidos com pasta de cimento injetável (*grout bag*).

A **Figura II.2.4.9.4.5-1** e a **Figura II.2.4.9.4.5-2** apresentam respectivamente exemplos de calçamento utilizando-se suporte mecânico e *grout bag*.

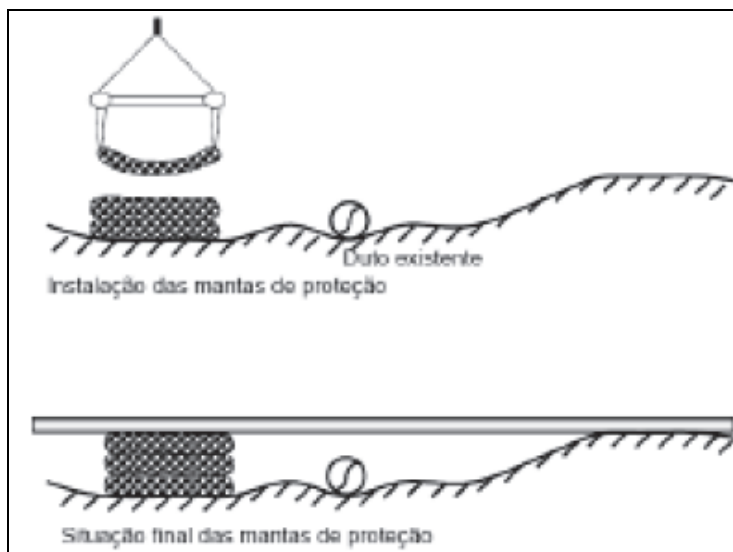


**Figura II.2.4.9.4.5-1** - Exemplo de calçamento com suporte metálico



**Figura II.2.4.9.4.5-2** - Exemplo de calçamento com "grout bag"

Eventuais cruzamentos com cabos óticos na diretriz de lançamento dos gasodutos, bem como o cruzamento com outros dutos, ocorrerão sobre mantas de concreto (*matress*), a serem instaladas para calçar os novos gasodutos, conforme **Figura II.2.4.9.4.5-3** e **Figura II.2.4.9.4.5-4**.



**Figura II.2.4.9.4.5-3 - Método de utilização de mantas de concreto**



**Figura II.2.4.9.4.5-4 - Exemplo de manta de concreto**

#### **II.2.4.10 - Medidas para Minimizar os Riscos nas Operações de Instalação**

Os procedimentos de reconhecimento e escolha de locações, empregados para o lançamento das estruturas submarinas, seguem critérios técnicos estabelecidos pela PETROBRAS.

Este procedimento estabelece que devem ser realizadas análises do assoalho oceânico observando o tipo de solo, suas propriedades e características, inclinação (direção e sentido) e relevo, com indicação da

ocorrência de variação acentuada na batimetria. Essas informações permitem inferir quanto à estabilidade da região, influenciam diretamente na definição do traçado das linhas, dos procedimentos e da metodologia a serem empregados na qual será feita a instalação das estruturas submersas.

As avaliações no assoalho marítimo objetivam identificar possíveis obstáculos geomorfológicos ou restrições geológicas ao longo do trajeto planejado para as linhas, bem como minimizar o risco de instabilidade geológica e obter os dados geotécnicos condizentes com a implantação das estruturas submarinas a serem instaladas.

Caso existam obstáculos que ofereçam risco significativo às instalações, são consideradas outras possibilidades, que contemplam novas posições para os equipamentos.

A partir da verificação das características geológicas das áreas do SPA, TLDs e DPs do Projeto Etapa 2, constatou-se que não há risco de instabilidade geológica, não sendo necessária a adoção de medidas mitigadoras específicas.

Para maximizar a segurança das atividades a PETROBRAS mantém um registro atualizado da localização de todas as estruturas (obstáculos) fixas existentes (submersas ou em superfície) nas regiões dos empreendimentos.

Essas informações são concentradas pelo Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO), ferramenta utilizada para embasamento técnico das atividades nos campos de produção.

Qualquer forma de instalação só pode ser realizada após consulta ao SGO, de maneira a minimizar os riscos oferecidos pela interação entre as novas estruturas e os equipamentos já existentes na área.

Ainda é verificada a existência de instalações pelo método visual, executado pelo ROV (*Remotely Operated Vehicle*). As instalações respeitam distâncias seguras entre si. Destaca-se que as novas instalações são registradas imediatamente no SGO.

As rotas de lançamento dos gasodutos foram estabelecidas a partir das seguintes premissas: garantia de estabilidade e integridade do duto durante a instalação e ao longo de sua vida útil; evitar interferências com estruturas submarinas já existentes no piso oceânico; viabilidade técnica para o lançamento e mitigação de impactos ambientais potenciais.

Desta forma, a diretriz definida para o duto priorizou áreas de maior planura e relevo de fundo o mais constante possível, buscando evitar a passagem por feições complexas de relevo submarino como cânions, ravinas, taludes com inclinação excessiva e mesmo obstáculos artificiais, como âncoras abandonadas, por exemplo. Os estudos geológicos do fundo marinho foram importantes, na medida em que permitiram revelar feições de fundo e a caracterização e distribuição dos sedimentos.

O lançamento dos gasodutos será realizado com o monitoramento constante por ROV do ponto de contato do duto com o leito marinho. Além disso, em regiões críticas como nas proximidades de construções pré-existentes, será utilizado *beacons* de localização para aumentar a precisão do lançamento do duto.

#### **II.2.4.11 - Descrição dos Procedimentos para a Realização dos Testes de Estanqueidade das Linhas de Escoamento**

Os testes de vedação das conexões intermediárias flangeadas montadas no navio de lançamento serão feitos imediatamente após a sua montagem e conexão, ainda a bordo da embarcação PLSV.

##### *II.2.4.11.1 - Linhas e Gasodutos Flexíveis*

###### *II.2.4.11.1.1 - Testes Pneumáticos*

Realizados preferencialmente com nitrogênio, em todas as conexões intermediárias das linhas de fluxo, os testes pneumáticos possuem um sistema de segurança por meio do qual, no caso de um vazamento de nitrogênio, a conexão é refeita, com troca dos anéis de vedação, e um novo teste pneumático é realizado.

###### *II.2.4.11.1.2 - Teste Final das Linhas*

Para assegurar a estanqueidade e integridade das linhas e de suas conexões flangeadas, bem como das conexões destas linhas com os equipamentos submarinos, as linhas serão submetidas a um teste final, desta vez com o uso de



água do mar como fluido (teste hidrostático), a serem realizados a partir da própria unidade de produção contra as respectivas ANMs.

No caso de um vazamento, a detecção do local será feita, prioritariamente, sem utilização de um corante traçador, conforme as seguintes etapas:

- Verificação da queda da pressão no Registrador instalado no FPSO;
- Busca de sinais de vazamento (borbulhamento e jatos de água), principalmente nas conexões, através do percurso do ROV pelo duto, mantendo-se a linha pressurizada;
- Na hipótese de localização do vazamento: recolhimento da linha (pull-out) pelo PLSV e reparação da conexão ou ponto da linha que apresentou o vazamento;
- Na hipótese de constatação de queda de pressão e não localização do vazamento: recolhimento do duto (pull-out) para inspeção, manutenção e posterior lançamento;
- Realização de um novo teste de estanqueidade.

Caso seja necessária a utilização de fluoresceína para identificar o local do vazamento, a solução será direcionada ao FPSO para armazenamento e posterior encaminhamento a empresa devidamente licenciada para realizar o descarte.

#### *II.2.4.11.1.3 - Teste Hidrostático*

O teste hidrostático é realizado em quatro etapas (Pressurização, Estabilização, Manutenção de Pressão e Despressurização), onde o controle de pressão é feito continuamente na plataforma, por meio de equipamentos denominados Cartas Registradoras de Pressão.

O teste hidrostático somente é iniciado após a estabilização da pressão e segue o procedimento descrito a seguir:

##### *II.2.4.11.1.3.1 - Etapa 1 - Pressurização*

A linha será pressurizada de acordo com as seguintes condições:

- A taxa de pressurização para o teste hidrostático não poderá ultrapassar 18 MPa/h (2.610 psi/h);

- A pressão de teste hidrostático (PTH) deverá ser igual a 1,50 x PMP (Pressão Máxima de Projeto) para tubos flexíveis novos e 1,10 x PMP para tubos flexíveis usados.

#### II.2.4.11.1.3.2 - Etapa 2 - Estabilização

O tempo de estabilização da pressão para teste hidrostático é de aproximadamente uma hora.

#### II.2.4.11.1.3.3 - Etapa 3 - Manutenção da pressão

O tempo de manutenção da pressão para teste hidrostático é de, no mínimo, quatro horas.

#### II.2.4.11.1.3.4 - Etapa 4 - Despressurização

A taxa de despressurização é controlada praa evitar danos na estrutura das linhas, e terá um limite de, no máximo, 108 MPa/h (15.664 psi/h).

#### II.2.4.11.1.4 - Comissionamento

Após a conclusão satisfatória dos testes, e confirmada a estanqueidade das linhas, é necessário realizar a secagem e inertização dos dutos, feito através da passagem de *pigs* com um “colchão” de MEG (monoetileno glicol), acompanhado de um *pig* empurrado por nitrogênio. Os *plugs* de MEG serão recolhidos no FPSO e não haverá descarte de glicol no mar.

#### II.2.4.11.2 - Linhas Rígidas

##### II.2.4.11.2.1 - Limpeza, Calibração e Enchimento

Após a conclusão da instalação do trecho submarino, serão executadas a limpeza, calibração e enchimento do gasoduto com água e fluoresceína para realização do teste hidrostático.

A limpeza consiste na passagem de *pig* escova para remoção dos detritos e resíduos eventualmente acumulados no interior do gasoduto durante a fase de construção. A calibração é executada pela passagem de *pig* com disco metálico de diâmetro calibrado (*pig* placa) para verificação de restrições internas no gasoduto e *caliper pig*, que tem função parecida, mas gera dados mais precisos no caso de identificação de irregularidades ao longo do duto.

Concluída a verificação da inexistência de amassamentos e irregularidades no duto, é utilizado um *pig* tipo espuma ou tipo copo, funcionando como interface para a colocação de fluido para teste hidrostático (enchimento).

#### II.2.4.11.2.2 - Teste Hidrostático, Desalagamento e Secagem

O teste hidrostático (TH) é uma operação que tem por objetivo garantir a integridade estrutural do duto, consistindo na pressurização do duto até um valor de pressão de teste.

Ao atingir a estabilização neste patamar de pressão, esta é mantida por um período mínimo de 24 h, registrando-se graficamente os dados coletados para análise e posterior documentação de sua execução. Caso ocorram alterações no comportamento esperado durante o teste, decorrentes de dificuldade no alcance da pressão de teste ou queda significativa da pressão durante sua execução, os técnicos responsáveis podem optar pela necessidade de identificação do(s) ponto(s) potencial(is) de vazamento e ao identificá-lo(s) executar a correção necessária.

É diante desta possibilidade, ocorrência de vazamentos durante o teste hidrostático, que o fluido utilizado deve conter um corante para permitir sua detecção ao longo do duto e nas conexões entre os diferentes trechos, de forma visual ou com os equipamentos submarinos.

O fluido do TH é composto por água e uma solução de Fluoresceína a 20%, na dosagem de 40 ppm.

O volume total de água salina adicionada com corante para o teste hidrostático para o maior gasoduto rígido (gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste) está estimado em 27.700 m<sup>3</sup>.

Ao preparar o gasoduto para a inertização, ele deve ser desalagado. Para o Gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste a previsão é realizar o desalagamento no mar em uma das extremidades do duto, na direção vertical, aproximadamente a 2 m acima do leito marinho. Para os demais dutos rígidos foram modelados dois pontos de descarte para cada duto, com desalagamento a aproximadamente 3 m acima do leito marinho.

As principais características do descarte dos gasodutos rígidos encontram-se na **Tabela II.2.4.11.2.2-1**.

**Tabela II.2.4.11.2.2-1** - Principais características do descarte de fluido do teste hidrostático dos gasodutos rígidos

Gasoduto	Vazão de descarte (m <sup>3</sup> /h)	Duração de descarte (h)	Volume a ser descartado (m <sup>3</sup> )
Lula Norte-Franco Noroeste	413,95	67	27.735
Sapinhoá Norte	226,25	9	2.036
Lula Extremo Sul	448,9	7	3.142
Lula Sul (trecho rígido)	226	2,77	626
Lula Norte	566,58	8	4.533

A modelagem do descarte do fluido do teste hidrostático realizada para o gasoduto Lula Norte-Franco Noroeste (pior caso) encontra-se no **Anexo II.6.2-4** do presente EIA, enquanto a modelagem realizada para os demais gasodutos rígidos está apresentada no **Anexo II.6.2-3**.

O desalagamento é realizado durante a execução da operação de secagem. As operações de secagem podem ser realizadas através da passagem de *plugs* de glicol (Monoetilenoglicol - MEG) separados por *pigs*, ao longo de toda a extensão do duto ou pela utilização de *pigs* bombeados com ar seco. À medida que estes *pigs* avançam promovendo a secagem do duto tem-se o desalagamento do fluido de TH. Os *plugs* de glicol serão recolhidos na embarcação, não havendo descarte de MEG no mar.

Não haverá hibernação dos gasodutos do Projeto Etapa 2.

#### II.2.4.11.2.3 - Inertização com Nitrogênio

Estando o duto devidamente seco, a inertização do gasoduto será feita através do seu preenchimento com gás inerte (nitrogênio) através de mangotes que interligarão as extremidades do gasoduto com o navio de apoio responsável pela injeção do gás inerte.

O gasoduto será entregue desalagado, seco e inertizado de acordo com as condições seguras de operação estabelecidas nas bases de dados do projeto.

A ocorrência de vazamento em duto ou em solda é bastante improvável devido às dimensões do duto, aos testes de produção e aos ensaios não destrutivos (Partículas Magnéticas, Raio-X e Ultrassom) realizados e aprovados durante a sua fabricação, o que elimina defeitos passantes e defeitos lineares. Mesmo que remota, caso ocorra a ruptura no duto ou na solda durante o teste hidrostático, a queda de pressão será abrupta (diferente de vazamentos em flanges em que a queda é lenta). Neste caso, a constatação do vazamento pode ser feita visualmente, através do ROV, facilitado pelo uso da fluoresceína.

#### II.2.4.12 - Descrição das Embarcações das Operações de Instalação

Para os TLDs que utilizarão o FPWSO *Dynamic Producer*, o lançamento do *Drill Pipe Riser* e do Umbilical Eletro-Hidráulico será feito pelo próprio FPSO e, dessa forma, não haverá necessidade de uso de embarcações auxiliares. Como o *Dynamic Producer* possui sistema de posicionamento dinâmico, a conexão do EPR à Árvore de Natal não exigirá nenhuma embarcação de apoio.

Para as demais atividades do Projeto Etapa 2, a definição das embarcações de instalação e a infraestrutura correspondente ocorrerá após a definição da empresa que irá realizar os serviços. Em sua grande maioria, as embarcações de instalação são tratadas no âmbito do Processo Administrativo dos Projetos Ambientais Continuados - nº IBAMA 02022.001637/11. Quando isso não ocorre, o acompanhamento das atividades é feito no âmbito da licença específica do empreendimento. A PETROBRAS exigirá que as empresas contratadas atendam aos procedimentos de segurança e meio ambiente, pertinentes a este tipo de atividade.

A **Tabela II.2.4.12-1** apresenta os principais tipos de embarcações que serão utilizadas durante as atividades de instalação.

**Tabela II.2.4.12-1 - Embarcações previstas para a instalação dos empreendimentos**

<b>Tipo de Embarcação</b>	<b>Função</b>	<b>Exemplos</b>
AHTS ( <i>Anchor Handling Tug Supply</i> )	Ancoragem, reboque plataformas, suprimentos	Maersk Boulder e Far Senior
PLSV ( <i>Pipe Lay Support Vessel</i> ) / DSV	Lançamento de linhas e gasodutos, interligação de gasodutos	BGL-1, Global Iroquois, Acergy Polaris, Allseas Solitaire, FDS Saipem, Seven Oceans, Seven Navica, Deep Blue
RSV ( <i>ROV - Remote Operated Vehicle - Support Vessel</i> ) ou DSV ( <i>Dive Support Vessel</i> )	Suporte via ROV e/ou mergulho. Monitoramento do lançamento, apoio em geral para atividades diversas (conexões, pressurização, alagamento, teste hidrostático...)	
PLSV com DP ( <i>Dynamic Positioning</i> )	Lançamento de dutos.	Acergy Polaris, Allseas Solitaire, FDS Saipem, Seven Oceans, Seven Navica, Deep Blue
RSV ( <i>ROV - Remote Operated Vehicle - Support Vessel</i> ) ou DSV ( <i>Dive Support Vessel</i> )	Suporte via ROV e/ou mergulho. Monitoramento do lançamento, apoio em geral para atividades diversas (conexões, pressurização, alagamento, teste hidrostático...)	

## **II.2.4.13 - Efluentes Gerados durante a Operação das Unidades de Produção**

### **II.2.4.13.1 - Efluentes Sanitários**

O sistema de tratamento de efluentes sanitários contará com uma unidade de tratamento de esgoto que terá como princípio lodo ativado, sistema de aeração e sistema de cloração do efluente antes do descarte ao mar. Em linhas gerais, essa unidade será composta por um tanque de aeração, um tanque de decantação e um tanque de desinfecção por cloro. O sistema compreende uma bomba de descarga, dois aeradores e um painel de controle local.

O efluente a ser tratado é recebido no primeiro tanque de aeração, onde será tratado pela ação de bactérias aeróbicas e microorganismos e adição de oxigênio atmosférico pela injeção de ar. O dióxido de carbono resultante da ação das bactérias e microorganismos é liberado para atmosfera através de respiros.

As águas cinzas são direcionadas ao tanque de desinfecção, que também recebe as águas negras já tratadas. Após a desinfecção, o efluente tratado final (águas cinzas e águas negras) é descartado ao mar.

Este processo de tratamento ocasiona a geração de lodo no processo de decantação, lodo este que é periodicamente retirado da unidade e encaminhado para disposição final em terra.

O sistema de cada FPSO e a respectiva capacidade de tratamento encontra-se na **Tabela II.2.4.13.1-1**. Todos os demais FPSOs dos DPs do Projeto Etapa 2 possuirão sistema de tratamento de efluentes sanitário similar ao FPSO Cidade de Ilhabela.

**Tabela II.2.4.13.1-1 - Sistema de Tratamento de Efluentes Sanitários dos FPSOs.**

FPSO	Princípio Tratamento	Sistema	Quantidade	Capacidade Total (m <sup>3</sup> /dia)
<i>Dynamic Producer</i>	Lodo ativado com sistema de aeração suspensa	Hamworthy Super Trident ST4A	1	20,83
<b>BW Cidade de São Vicente</b>		Hamworthy Super Trident ST4A	2	12,20
<b>Cidade de Ilhabela</b>		Hamworthy ST13	1	20,83

A unidade de tratamento de efluentes sanitários possui sistema de manutenção e inspeção programado com manutenções corretivas para manter o equipamento operando dentro dos padrões previstos pelo fabricante e atendendo aos padrões estabelecidos pela legislação pertinente.

#### II.2.4.13.2 - Água de Produção

A água de produção será gerada apenas nas atividades de DPs. Apesar de não estar prevista a ocorrência de água produzida durante os SPA e TLDs, os FPSOs que realizarão essas atividades (*Dynamic Producer* e BW Cidade de São Vicente) estão preparados para o tratamento desse eventual efluente, de forma a garantir o descarte dentro dos padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA n° 393/2007. Caso ocorra geração nos SPA/TLDs, a PETROBRAS apresentará à CGPEG/DILIC/IBAMA um pedido de anuência junto com informações adicionais que se façam necessárias.

O tratamento da água produzida para descarte tem como objetivo reduzir o teor de óleo a valores inferiores a 29 mg/L conforme preconizado pela Resolução CONAMA n° 393/07.

O sistema de tratamento de água produzida dos FPSOs possuem basicamente os seguintes equipamentos principais: vaso degaseificador, hidrociclones, resfriador de água produzida e flotor.

Na planta de processo, a água produzida é separada em dois equipamentos, o separador de produção de alta pressão e o tratador eletrostático. A corrente de água produzida oriunda destes separadores é enviada inicialmente a um vaso desgaseificador e logo após para os hidrociclones, os quais promovem então a remoção do óleo através de um processo de centrifugação.

Em seguida a água é enviada para o resfriador de água produzida. O resfriador de água produzida é um trocador de calor, cuja função é a redução da temperatura da água para o descarte. A última etapa do tratamento é realizada no flotor, cuja função é fazer o polimento da água tratada pelos hidrociclones especificando o teor de óleo abaixo dos limites exigidos pela legislação. Ao sair do flotor a água produzida segue para o descarte.

A capacidade total de tratamento de água produzida no FPSO Cidade de Ilhabela será de 120.000 m<sup>3</sup>/dia.

A qualidade da água tratada é monitorada continuamente antes de ser descartada no mar, através de um sensor de TOG na linha de descarte.

O monitor de TOG possui alarme sonoro e visual na Sala de Controle de Processo. O mesmo sinal que acionará o alarme provocará a interrupção automática do descarte, com o retorno da água para novo tratamento nos tanques de água oleosa do FPSO.

#### *II.2.4.13.3 - Efluentes da Unidade de Remoção de Sulfatos*

Conforme já descrito no **subitem II.2.4.2.2.1.7 - Sistema de Tratamento de Água de Injeção**, o sistema de tratamento de água de injeção (Unidade de Remoção de Sulfatos - URS) irá gerar efluentes nos FPSOs dos DPs do Projeto Etapa 2. Esta geração não ocorrerá no SPA e TLDs, pois não há injeção de água nos poços destas atividades.



A água utilizada no sistema de tratamento da água de injeção será captada no mar e passará por processos de filtragem para remoção de sólidos acima de 5 µm, processo de dessulfatação para a redução do teor de sulfatos, processo de desaeração a vácuo, tratamento químico com injeção de biocida e sequestrante de oxigênio.

A função da Unidade de Remoção de Sulfatos é reduzir o teor de sulfatos na água, de aproximadamente 2.800 mg/L (concentração usual para a água do mar) para valores em torno de 40 mg/L, evitando assim a precipitação de sais insolúveis de sulfato após a injeção nos poços.

Após o processo de filtragem é necessário a injeção de inibidor de incrustação (Vitec 3000), sequestrante de cloro (Antichlor) e biocida (RoCide DB-20) com a finalidade de proteger as membranas da unidade de remoção de sulfatos.

Ao final do processo de tratamento, a água dessulfatada que seguirá para o sistema de injeção correspondente a aproximadamente 75% do fluxo inicial. O fluxo restante, correspondente a 25% do total, será descartado para o mar em linha independente no costado do FPSO.

O rejeito é basicamente constituído de água do mar concentrada de íons bivalentes, todos estes comuns à água do mar natural. O biocida RoCide DB-20 será utilizado apenas durante as operações de manutenção do sistema, sendo descartado apenas 1 vez por semana ao longo de 1 hora.

A capacidade da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Cidade de Ilhabela será de 38.160 m<sup>3</sup>/dia, produzindo uma vazão máxima de água injetada de 28.620 m<sup>3</sup>/dia (75 %) e vazão máxima de descarte de efluente no mar de 9.540 m<sup>3</sup>/dia (25 % da vazão total). O descarte previsto em todos os DPs está descrito no **item II.2.4.2.2.1.7 - Sistema de Tratamento de Água de Injeção**.

Haverá a medição do volume do descarte do efluente da unidade de remoção de sulfatos, realizada separadamente para os períodos com e sem adição de biocida e por equipamento que confira precisão aos resultados apurados, conforme determina a Nota Técnica 01/11 do IBAMA.

#### *II.2.4.13.4 - Efluentes do Sistema de Drenagem*

O sistema de drenagem divide-se em sistema de drenagem aberta e fechada.

A drenagem fechada é proveniente dos equipamentos que manuseiam hidrocarbonetos, sem contato com a atmosfera. Este tipo de drenagem atende aos coletores de hidrocarbonetos líquidos de todos os vasos do processo de produção de óleo e gás. Este sistema é composto dos coletores de drenos fechados, vaso de dreno fechado e bomba do sistema de dreno fechado. O óleo retirado deste dreno é reincorporado à planta de processamento.

O sistema de drenagem aberta é responsável pelo recolhimento das águas de lavagem da planta industrial, da área de armazenamento de insumos combustíveis e do setor de lavagem de peças e equipamentos, associados ainda às águas pluviais que incidem sobre estas áreas e que podem carrear resíduos oleosos. Toda esta água que pode vir a ser contaminada por óleos e graxas é coletada por drenos e sistemas de bandejamento, sendo encaminhada para o tanque de *slop* sujo do navio, onde o óleo é separado por gravidade.

A água separada neste tanque segue para o tanque de *slop* limpo e posteriormente é descartada no mar (*overboard*). Há um monitoramento da água descartada, cujo TOG deverá atender a legislação vigente.

O óleo separado no tanque de *slop* sujo é bombeado para o início da planta de processo, juntamente com o óleo proveniente do sistema de drenagem fechada.

#### II.2.4.13.5 - Descarte da Água de Resfriamento

Conforme descrito anteriormente, a água do mar é captada para uso em diversas aplicações nos FPSOs, tais como:

- Subsistemas de combate a incêndio,
- Locais com demanda por água de serviço na plataforma (inclusive água para limpeza);
- Água de Injeção (Unidade de Remoção de Sulfatos);
- Sistema de resfriamento - circuito aberto;
- Sistema de resfriamento - circuito fechado.

A captação da água do mar do FPSO BW Cidade de São Vicente ocorrerá a uma vazão de aproximadamente 64.800 m<sup>3</sup>/dia.

A captação da água do mar do FPSO *Dynamic Producer* será realizada por 4 bombas centrífugas para captação com vazão de 24.288 m<sup>3</sup>/dia cada (duas operando e duas reserva).

A captação da água do mar do FPSO Cidade de Ilhabela ocorrerá a uma vazão de 189.310 m<sup>3</sup>/dia.

Após a captação, a corrente de água do mar passa por um sistema de filtração simples e cloração para evitar o surgimento e proliferação de bactérias.

Posteriormente a água do mar é utilizada no circuito aberto do sistema de resfriamento, com o objetivo de reduzir a temperatura do sistema fechado de refrigeração, dos geradores a diesel, da planta de processo, do sistema de combate a incêndio e de sistemas de utilidades.

A água do mar também é direcionada para um sistema de tratamento para reduzir a salinidade da água do mar. Esta corrente de água tratada será utilizada nos circuitos fechados de resfriamento, nas caldeiras e como água doce de serviço.

O sistema fechado de resfriamento (água doce) é utilizado principalmente para o resfriamento de fluidos nos geradores a diesel, compressor de gás e *coolers* da planta de processamento e atende todas as demandas do processo. Não há descarte no mar da água do sistema fechado de resfriamento. Há apenas reposição da água circulante devido a perdas evaporativas durante o processo.

Haverá descarte no mar da água do sistema aberto de resfriamento. Como parte da água captada também é utilizada para outras funções no FPSO, a vazão de descarte no mar será um pouco abaixo da vazão de captação.

O sistema de resfriamento aberto não entra em contato direto com nenhuma outra corrente durante o circuito.

A **Tabela II.2.4.13.5-1** apresenta resumidamente os descartes que serão gerados nos FPSOs dos empreendimentos do Projeto Etapa 2.

**Tabela II.2.4.13.5-1 - Estimativa de geração de efluentes.**

Descarte	Tratamento	FPSO Cidade de São Vicente	FPSO <i>Dynamic Producer</i>	FPSO Cidade de Ilhabela
		Descarte máximo		
Sanitário	Lodo ativado com sistema de aeração suspensa	12,2 m <sup>3</sup> /dia	20,83 m <sup>3</sup> /dia	20,83 m <sup>3</sup> /dia
Água de produção	Hidrociclones, flotador	Não se aplica	Não se aplica	120.000 m <sup>3</sup> /dia

Descarte	Tratamento	FPSO Cidade de São Vicente	FPSO <i>Dynamic Producer</i>	FPSO Cidade de Ilhabela
Efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos	Resultante do tratamento da água de injeção	Não se aplica	Não se aplica	9.540 m <sup>3</sup> /dia
Efluentes oleosos (drenagem)	Decantação tanque <i>s/lop</i>	Variável (< 15 mg/L)	Variável (< 15 mg/L)	Variável (< 15 mg/L)
Água de resfriamento	Não há contaminação	<64.800 m <sup>3</sup> /dia	< 48.600 m <sup>3</sup> /dia	<189.310 m <sup>3</sup> /dia

#### II.2.4.14 - Caracterização do Aumento da Geração de Resíduos Sólidos e Rejeitos

Em todos os FPSOs haverá geração de resíduos sólidos e rejeitos alimentares. Estes resíduos serão armazenados no FPSO em local destinado para tal finalidade e, posteriormente, serão destinados para empresas especializadas e licenciadas para o correto tratamento e disposição em terra, onde aplicável. O **Quadro II.2.4.14-1** apresenta os principais resíduos e rejeitos gerados nos FPSOs, o local de geração e o tratamento/disposição previstos.

**Quadro II.2.4.14-1 - Resíduos gerados nos FPSOs.**

Resíduo/rejeitos	Local de geração a bordo	Tratamento/disposição
Restos Alimentares	Refeitório	Trituração e descarte no mar, de acordo com legislações vigentes
Resíduos Oleosos	Lavagem de convés, tanques, bombas e produção	Armazenados em tambores e destinados a indústrias de rerrefino de óleo ou aterros industriais
Resíduos Contaminados	Produção, manutenção, limpeza de linhas	Armazenados em tambores e enviados para coprocessamento ou aterros industriais
Produtos Químicos	Produção, manutenção, reparos, pinturas	Armazenados em tambores e enviados para coprocessamento, reaproveitamento ou aterros industriais
Lodo Residual do Esgoto Tratado	Estação de tratamento de efluentes sanitários	Armazenados em tambores e enviados para estações de tratamento ou aterros industriais
Resíduos Recicláveis	Atividades administrativas, manutenção	Armazenados em <i>big bags</i> ou tambores e destinados a empresas de reciclagem
Lixo Comum	Atividades administrativas	Armazenados em tambores e destinados para aterros sanitários ou industriais
Resíduos Ambulatoriais	Enfermaria	Armazenados em tambores lacrados e destinados para incineração ou descontaminação e disposição em aterros sanitários
Resíduos não passíveis de Reciclagem	Limpeza em geral, manutenção, atividades administrativas	Armazenados em tambores e destinados a coprocessamento ou aterros industriais
Demais Resíduos Perigosos (lâmpadas, baterias, pilhas)	Manutenção de equipamentos e da área operacional	Armazenados em tambores e destinados para descontaminação, acondicionamento, aterros industriais

Os resíduos orgânicos alimentares serão os únicos resíduos que não serão destinados para tratamento em terra. Estes resíduos serão triturados em partículas com tamanho inferior a 25 mm, segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartados ao mar.

Todos os resíduos descartados no mar serão registrados no livro de resíduos da embarcação conforme estabelecido pela MARPOL.

O triturador é submetido à manutenção e inspeção segundo o programa de manutenção e inspeção, a fim de manter o equipamento operando dentro dos padrões estabelecidos. Um triturador reserva de mesma capacidade será mantido no FPSO para substituição imediata em casos de quebra ou manutenção do triturador em operação.

Para caracterizar o aumento da geração de resíduos dos empreendimentos do Projeto Etapa 2, realizou-se a projeção por categoria (classe I - perigoso, classe II A – não inerte e classe II B - inerte) e por fase da atividade (implantação, operação e desativação), levando-se em consideração as atividades da PETROBRAS já em operação. A estimativa da geração de resíduos do ETAPA 2, foi elaborada considerando as diretrizes definidas na Nota Técnica IBAMA CGPEG 01/11.

A Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Santos (UO-BS) é uma unidade nova que não possui muitos dados históricos representativos. A maior parte de suas unidades marítimas possui no máximo 3 anos de operação, excetuando-se a Plataforma de Merluza. Para o cálculo da estimativa, foram considerados os dados de geração de unidades marítimas já em operação, como o FPSO Cidade de Angra dos Reis com os respectivos ajustes (por ser uma unidade com capacidade produtiva média abaixo dos novos empreendimentos), os dados do FPSO Cidade de São Vicente e FPWSO *Dynamic Producer*, pelo fato destas instalações já terem executado atividades de TLDs e SPAs para a PETROBRAS

Para cálculo da estimativa dos resíduos dos SPA/TLDs Classes II A e B, os quais estão relacionados, em sua maioria, à geração oriunda de atividades humanas, foi considerada referências conhecidas: tripulação de 100 pessoas para o FPWSO *Dynamic Producer* e de 60 pessoas do FPSO BW Cidade de São

Vicente. Os resíduos Classe I são relacionados diretamente à capacidade produtiva.

Adotou-se, para a determinação da estimativa de resíduos nas etapas de instalação e desativação, que as instalações geram maiores quantidades de resíduos de sucata metálica, contaminados, oleosos, produtos químicos, embalagens contaminadas e outros resíduos relacionados aos processos de manutenção.

A **Tabela II.2.4.14-2** apresenta a estimativa de geração de resíduos total dos empreendimentos do Projeto Etapa 2, prevista para ocorrer durante todo o período de instalação, operação e desativação dos SPA/TLDs e DPs.

**Tabela II.2.4.14-1** - Geração total de resíduos nos empreendimentos prevista durante todo o período de implantação, operação e desativação

Resíduos - Empreendimentos				
Classe	Fase do Empreendimento	SPA/TLDs (t)	DPs (t)	Total (t)
I – Perigoso	Instalação	110	9.731	9.841
	Operação	251	23.189	23.441
	Desativação	55	660	715
IIA – Não Inerte	Instalação	121	774	895
	Operação	277	33.112	33.389
	Desativação	60	941	1.001
IIB - Inerte	Instalação	17	575	591
	Operação	39	4.193	4.232
	Desativação	8	131	139

Foram consideradas também as estimativas de geração de resíduos das embarcações de apoio à instalação, operação e desativação dos empreendimentos.

Para a fase de instalação considerou-se as embarcações que prestarão apoio às atividades à pré-ancoragem, ancoragem, instalação do FPSO, lançamento do gasoduto, interligação do gasoduto e poços, dentre outros, sendo calculado em função do tipo de embarcação (AHTS, PLSV, RSV etc) e quantidade necessárias para cada tipo de atividade, assim como o período em que as mesmas estarão dedicadas ao projeto em cada etapa.

A estimativa de resíduos das embarcações que prestam apoio de logística foi realizada considerando-se o número total de embarcações que estarão disponíveis para a Bacia de Santos durante o desenvolvimento do Projeto Etapa 2 (até a desativação do último empreendimento).

Destaca-se que estimativa de resíduos foi calculada para o total de embarcações previstas para o apoio à Bacia de Santos, que não estarão dedicadas exclusivamente ao Projeto Etapa 2. Como as embarcações atendem diversos empreendimentos simultaneamente, não há como estimar o quantitativo de resíduos das embarcações de apoio de forma estratificada por projeto na Bacia de Santos.

Em cada viagem da embarcação de apoio é possível atender até 5 (cinco) unidades marítimas em diferentes bacias, tais como FPSO, plataforma fixa de produção, sonda de perfuração, embarcações de emergência, sísmica e embarcações dedicadas aos diversos projetos. A embarcação pode iniciar a viagem na Bacia de Santos e terminar na Bacia do Espírito Santo.

Assim, a estimativa de geração de resíduos para as embarcações de apoio, apresentada na **Tabela II.2.4.14-2**, não é somente para os empreendimentos do Projeto Etapa 2, mas de todas as embarcações previstas para o apoio à Bacia de Santos.

**Tabela II.2.4.14-2** - Geração total de resíduos nas embarcações de apoio prevista durante todo o período de implantação, operação e desativação

Resíduos – Embarcações de Apoio		
Classe	Fase do Empreendimento	Total (t)
I – Perigoso	Instalação / Operação / Desativação	26.957
IIA – Não Inerte	Instalação / Operação / Desativação	17.154
IIB - Inerte	Instalação / Operação / Desativação	4.901

## **II.2.4.15 - Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica das Substâncias Passíveis de Descarga durante a Instalação e Operação**

### **II.2.4.15.1 - Água Produzida**

Não se espera geração de água produzida no SPA e TLDs. Haverá geração de água produzida apenas nos DPs.

Não haverá o descarte direto dos aditivos químicos utilizados no processo de produção, e sim do efluente água produzida. A análise ecotoxicológica deste efluente contemplará, portanto, o eventual efeito sinérgico entre os diversos produtos.

Os testes de toxicidade agudo e crônico com os organismos *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*, bem como a caracterização físico-química da água produzida, serão realizados assim que haja o início da geração de água de produção. Após a realização dos testes, os resultados serão encaminhados à CGPEG/IBAMA.

### **II.2.4.15.2 - Óleo Produzido**

A caracterização físico-química do óleo produzido no SPA, TLDs e DPs encontram-se nas **Tabela II.2.4.15.2-1** a **Tabela II.2.4.15.2-10**. A caracterização apresentada refere-se ao óleo das respectivas áreas e campos.

O teste ecotoxicológico específico dos poços que farão parte do SPA, TLDs e DPs será apresentado à CGPEG/IBAMA, após o início da produção de cada atividade.



**Tabela II.2.4.15.2-1 - Caracterização do óleo da Área de Lula Extremo Sul.**

Composição percentual molar (% molar) do fluido de reservatório	
Componentes	Reservatório
CO <sub>2</sub>	12.99
N <sub>2</sub>	0.45
C <sub>1</sub>	45.78
C <sub>2</sub>	7.01
C <sub>3</sub>	4.94
iC <sub>4</sub>	0.90
nC <sub>4</sub>	2.00
iC <sub>5</sub>	0.66
nC <sub>5</sub>	1.05
C <sub>6</sub>	1.45
C <sub>7</sub>	1.69
C <sub>8</sub>	2.08
C <sub>9</sub>	1.79
C <sub>10</sub>	1.47
C <sub>11</sub>	1.22
C <sub>12</sub>	1.07
C <sub>13</sub>	1.08
C <sub>14</sub>	0.87
C <sub>15</sub>	0.85
C <sub>16</sub>	0.65
C <sub>17</sub>	0.59
C <sub>18</sub>	0.60
C <sub>19</sub>	0.54
C <sub>20+</sub>	8.28
Peso Molecular C20+	514
Densidade C20+	0.948
RGO (Razão Gás Óleo)	238.78
Grau API	28.35

**Tabela II.2.4.15.2-2 - Caracterização do óleo da Área de Lula Oeste**

Composição percentual molar (% molar) do fluido de reservatório	
Componentes	Reservatório
CO <sub>2</sub>	16,34
N <sub>2</sub>	0,50
C <sub>1</sub>	49,38
C <sub>2</sub>	6,60
C <sub>3</sub>	4,67
iC <sub>4</sub>	0,84
nC <sub>4</sub>	1,81
iC <sub>5</sub>	0,56
nC <sub>5</sub>	0,84
C <sub>6</sub>	1,05
C <sub>7</sub>	1,13
C <sub>8</sub>	1,54
C <sub>9</sub>	1,32
C <sub>10</sub>	1,10
C <sub>11</sub>	0,92
C <sub>12</sub>	0,83
C <sub>13</sub>	0,83
C <sub>14</sub>	0,71
C <sub>15</sub>	0,64
C <sub>16</sub>	0,50
C <sub>17</sub>	0,41
C <sub>18</sub>	0,45
C <sub>19</sub>	0,40
C <sub>20+</sub>	6,61
Peso Molecular C20+	417
Densidade C20+	0,9339
RGO (Razão Gás Óleo)	375,72
Grau API	30,33

**Tabela II.2.4.15.2-3 - Caracterização do óleo da Área de NE de Tupi**

Propriedades e composições molares dos fluidos na liberação flash 40.0 °C 3-RJS-0662 <sup>a</sup> (4900-4995.7m - garrafa 8129-MA - 4758.6m) - TFR-02.	
Componentes	Fluido do Reservatório
CO <sub>2</sub>	10.59
N <sub>2</sub>	0.39
C <sub>1</sub>	50.16
C <sub>2</sub>	7.18
C <sub>3</sub>	4.76
iC <sub>4</sub>	0.95
nC <sub>4</sub>	1.65
iC <sub>5</sub>	0.52
nC <sub>5</sub>	0.78
C <sub>6</sub>	0.95
C <sub>7</sub>	1.11
C <sub>8</sub>	1.61
C <sub>9</sub>	1.38
C <sub>10</sub>	1.29
C <sub>11</sub>	1.04
C <sub>12</sub>	0.98
C <sub>13</sub>	0.97
C <sub>14</sub>	0.89
C <sub>15</sub>	0.69
C <sub>16</sub>	0.58
C <sub>17</sub>	0.43
C <sub>18</sub>	0.49
C <sub>19</sub>	0.46
C <sub>20+</sub>	10.18
Peso Molecular C20+	0.9327
Densidade C20+	40°C
RGO (Razão Gás Óleo)	261.36 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std
Grau API	29,2

**Tabela II.2.4.15.2-4 - Caracterização do óleo da Área de Franco**

Propriedades e composições molares dos fluidos na liberação flash a 40.0 °C 2-ANP-0001-RJS - Intervalo: 5525.0-5625.0m (TFR-04)	
Componentes	Fluido do Reservatório
CO <sub>2</sub>	17.79
N <sub>2</sub>	0.24
C <sub>1</sub>	44.09
C <sub>2</sub>	6.60
C <sub>3</sub>	4.48
iC <sub>4</sub>	0.77
nC <sub>4</sub>	1.84
iC <sub>5</sub>	0.56
nC <sub>5</sub>	1.01
C <sub>6</sub>	1.28
C <sub>7</sub>	1.40
C <sub>8</sub>	1.92
C <sub>9</sub>	1.63
C <sub>10</sub>	1.39
C <sub>11</sub>	1.18
C <sub>12</sub>	1.07
C <sub>13</sub>	1.07
C <sub>14</sub>	0.90
C <sub>15</sub>	0.86
C <sub>16</sub>	0.66
C <sub>17</sub>	0.58
C <sub>18</sub>	0.62
C <sub>19</sub>	0.54
C <sub>20+</sub>	7.52
Peso Molecular C20+	537
Densidade C20+	0.9537
RGO (Razão Gás Óleo)	258.47 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std
Grau API	28,4

**Tabela II.2.4.15.2-5 - Caracterização do óleo das Áreas de Florim e Entorno e Iara**

Composição percentual molar (% molar) do fluido de reservatório	
Componentes	Reservatório
CO <sub>2</sub>	17,57
N <sub>2</sub>	0,24
C <sub>1</sub>	44,42
C <sub>2</sub>	6,59
C <sub>3</sub>	4,49
iC <sub>4</sub>	0,76
nC <sub>4</sub>	1,81
iC <sub>5</sub>	0,56
nC <sub>5</sub>	0,93
C <sub>6</sub>	1,25
C <sub>7</sub>	1,46
C <sub>8</sub>	1,98
C <sub>9</sub>	1,69
C <sub>10</sub>	1,43
C <sub>11</sub>	1,22
C <sub>12</sub>	1,11
C <sub>13</sub>	1,12
C <sub>14</sub>	0,94
C <sub>15</sub>	0,91
C <sub>16</sub>	0,71
C <sub>17</sub>	0,57
C <sub>18</sub>	0,63
C <sub>19</sub>	0,55
C <sub>20+</sub>	7,04
Peso Molecular C20+	570
Densidade C20+	0,9572
RGO (Razão Gás Óleo)	232
Grau API	27.45

**Tabela II.2.4.15.2-6 - Caracterização do óleo da Área de Sapinhoá Norte.**

<b>Propriedades e composições molares dos fluidos na liberação flash a 40.0 °C 3-SPS-0069 - Intervalo Produtor: 4965-5032m (TFR-01)</b>	
<b>Componentes</b>	<b>Fluido do Reservatório</b>
CO <sub>2</sub>	12.66
N <sub>2</sub>	0.46
C <sub>1</sub>	47.38
C <sub>2</sub>	7.19
C <sub>3</sub>	4.91
iC <sub>4</sub>	0.89
nC <sub>4</sub>	1.99
iC <sub>5</sub>	0.64
nC <sub>5</sub>	1.01
C <sub>6</sub>	1.34
C <sub>7</sub>	1.59
C <sub>8</sub>	2.11
C <sub>9</sub>	1.82
C <sub>10</sub>	1.52
C <sub>11</sub>	1.28
C <sub>12</sub>	1.16
C <sub>13</sub>	1.16
C <sub>14</sub>	0.96
C <sub>15</sub>	0.92
C <sub>16</sub>	0.70
C <sub>17</sub>	0.58
C <sub>18</sub>	0.63
C <sub>19</sub>	0.58
C <sub>20+</sub>	6.50
Peso Molecular C20+	551
Densidade C20+	0.9514
RGO (Razão Gás Óleo)	265.13 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std
Grau API	30.8

**Tabela II.2.4.15.2-7 - Caracterização do óleo da Área de Carioca**

Propriedades e composições molares dos fluidos na liberação flash 40.0 °C 1-SPS-0050 - int : 5226-5302m - Prof. de coleta 5158.06m	
Componentes	Fluido do Reservatório
CO <sub>2</sub>	6.89
N <sub>2</sub>	0.59
C <sub>1</sub>	50.33
C <sub>2</sub>	6.07
C <sub>3</sub>	4.64
iC <sub>4</sub>	0.84
nC <sub>4</sub>	1.62
iC <sub>5</sub>	0.49
nC <sub>5</sub>	1.03
C <sub>6</sub>	0.46
C <sub>7</sub>	2.02
C <sub>8</sub>	2.31
C <sub>9</sub>	1.96
C <sub>10</sub>	1.86
C <sub>11</sub>	1.58
C <sub>12</sub>	1.40
C <sub>13</sub>	1.46
C <sub>14</sub>	1.28
C <sub>15</sub>	1.16
C <sub>16</sub>	0.95
C <sub>17</sub>	0.77
C <sub>18</sub>	0.79
C <sub>19</sub>	0.73
C <sub>20+</sub>	8.75
Peso Molecular C20+	631
Densidade C20+	0.9514
RGO (Razão Gás Óleo)	178.73 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std
Grau API	27,2

**Tabela II.2.4.15.2-8 - Caracterização do óleo das Áreas de Lula Alto,  
Central e Sul**

<b>Propriedades e composições molares dos fluidos na liberação flash a 40.0°C 3-RJS-646 - intervalo produtor 4918-4989m</b>	
<b>Componentes</b>	<b>Fluido do Reservatório</b>
CO <sub>2</sub>	8.48
N <sub>2</sub>	0.40
C <sub>1</sub>	50.59
C <sub>2</sub>	7.46
C <sub>3</sub>	4.79
iC <sub>4</sub>	0.86
nC <sub>4</sub>	1.77
iC <sub>5</sub>	0.55
nC <sub>5</sub>	0.83
C <sub>6</sub>	1.14
C <sub>7</sub>	1.24
C <sub>8</sub>	2.15
C <sub>9</sub>	1.88
C <sub>10</sub>	1.72
C <sub>11</sub>	1.42
C <sub>12</sub>	1.30
C <sub>13</sub>	1.23
C <sub>14</sub>	1.01
C <sub>15</sub>	0.93
C <sub>16</sub>	0.72
C <sub>17</sub>	0.63
C <sub>18</sub>	0.62
C <sub>19</sub>	0.54
C <sub>20+</sub>	7.75
Peso Molecular C20+	529
Densidade C20+	0.9580
RGO (Razão Gás Óleo)	238.02 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> std
Grau API	28,4



Tabela II.2.4.15.2-9 - Caracterização do óleo da Área de Lula Norte

Composição percentual molar (% molar) do fluido de reservatório	
Componentes	Reservatório
CO <sub>2</sub>	16,34
N <sub>2</sub>	0,50
C <sub>1</sub>	49,38
C <sub>2</sub>	6,60
C <sub>3</sub>	4,67
iC <sub>4</sub>	0,84
nC <sub>4</sub>	1,81
iC <sub>5</sub>	0,56
nC <sub>5</sub>	0,84
C <sub>6</sub>	1,05
C <sub>7</sub>	1,13
C <sub>8</sub>	1,54
C <sub>9</sub>	1,32
C <sub>10</sub>	1,10
C <sub>11</sub>	0,92
C <sub>12</sub>	0,83
C <sub>13</sub>	0,83
C <sub>14</sub>	0,71
C <sub>15</sub>	0,64
C <sub>16</sub>	0,50
C <sub>17</sub>	0,41
C <sub>18</sub>	0,45
C <sub>19</sub>	0,40
C <sub>20+</sub>	6,61
Peso Molecular C20+	417
Densidade C20+	0,9339
RGO (Razão Gás Óleo)	375,72
Grau API	30,33

**Tabela II.2.4.15.2-10 - Caracterização do óleo da Área de Lula Área de Iracema Norte**

Propriedades e composições molares dos fluidos na liberação flash 40.0 °C 4-RJS-0647, profundidade 4964m	
Componentes	Fluido do Reservatório
CO <sub>2</sub>	0.93
N <sub>2</sub>	0.41
C <sub>1</sub>	62.81
C <sub>2</sub>	7.88
C <sub>3</sub>	4.96
iC <sub>4</sub>	0.93
nC <sub>4</sub>	1.81
iC <sub>5</sub>	0.56
nC <sub>5</sub>	0.81
C <sub>6</sub>	1.03
C <sub>7</sub>	1.22
C <sub>8</sub>	1.68
C <sub>9</sub>	1.43
C <sub>10</sub>	1.22
C <sub>11</sub>	0.99
C <sub>12</sub>	0.90
C <sub>13</sub>	0.90
C <sub>14</sub>	0.89
C <sub>15</sub>	0.76
C <sub>16</sub>	0.55
C <sub>17</sub>	0.42
C <sub>18</sub>	0.40
C <sub>19</sub>	0.33
C <sub>20+</sub>	6.17
Peso Molecular C20+	490
Densidade C20+	0.9299
RGO (Razão Gás Óleo)	341.10 m <sup>3</sup> std/m <sup>3</sup> std
Grau API	31

### II.2.4.15.3 - Aditivos Químicos

Aditivos químicos constituem os produtos utilizados na unidade de produção e nas linhas do sistema de coleta e elevação.

O **Quadro II.2.4.15.3-1** apresenta os produtos químicos que poderão ser utilizados nas atividades, bem como sua função, local de utilização (sistema) e volume médio de armazenamento nos FPSOs. As fichas de segurança dos principais aditivos químicos (FISPQs) encontram-se no **Anexo II.2.4-2**. Ressalta-se que as FISPQs apresentadas são de exemplos dos possíveis produtos que poderão ser utilizados.

**Quadro II.2.4.15.3-1** – Principais produtos químicos que poderão ser utilizados nos FPSOs

Função	Exemplos de Produtos Químicos	Sistema	Atividade
Inibidor de incrustação	Polan REP 10 EMO	Planta de Processamento / Injeção Poços / Unidade de Remoção de Sulfato	TLD / DP
	Polan Coridos 93P10 DO		
	Vitec 3000		
	Scaletreat 890C		
	Hypersperse MDC150		
	PC191		
Inibidor de Parafina	PAO3045	Injeção Poços	TLD / DP
	EC6588A		
	FM192		
	COMESP 2528S		
	P 124		
	REPA 61 VOP		
Inibidor de Asfaltenos	PAO3032	Injeção Poços	TLD / DP
	LA3283B		
Sequestrante de cloro / oxigênio	Antichlor	Unidade de Remoção de Sulfatos	TLD / DP
	Sequest SC40		
	Bde6038		
	Cortrol IS3020		
	Bissulfito de sódio		
Bicida / Bioestático	Rocide DB-20	Unidade de Remoção de Sulfato	TLD / DP
	Biotreat 461		
	Biotreat 4906		
	XC-17303/WCW4180		
Sequestrante de H <sub>2</sub> S	HSO-600	Injeção Poços	TLD / DP
	HSW-17322		
	BD-008-05		
	Highsorb AL 50		
	Fongasorb T 50		

Função	Exemplos de Produtos Químicos	Sistema	Atividade
Polieletrólito	Dismulgan V3377	Planta Processamento	TLD / DP
	Bozefloc 635		
	EC-1353 A		
Desinfecção	Hipoclorito de sódio	Tratamento de água captação / Unidade de tratamento de efluentes sanitários	TLD / DP
Desemulsificantes	Dissolvan 974	Planta Processamento / Injeção Poços	TLD / DP
	Servo CC7373		
	Emulsotron X8040		
	Dissolvan 040		
	Dissolvan 948		
	BD-009		
Antiespumantes	DC2-9162	Planta Processamento	TLD / DP
	DC2-9145		
	Rhodorsil 60D3		
	Polan PJSol		
Inibidor de Hidrato	Etanol	Planta Processamento (tratamento gás) / Injeção Poços	DP

#### II.2.4.15.4 - Aditivos Químicos da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS)

Os aditivos químicos a serem utilizados na Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) serão, inicialmente, inibidor de incrustação (exemplo: *Vitec 3000*), sequestrante de cloro (exemplo: *Antichlor*) e biocida (exemplo: *RoCide DB-20*), cujas FISPQs são apresentadas no **Anexo II.2.4-2**. Ressalta-se que o biocida será utilizado somente nas operações de manutenção, sendo descartado no mar durante 1 h apenas 1 vez na semana.

No teste de toxicidade do efluente, o valor mais restritivo, referente à Concentração de Efeito Não Observado - CENO, é de 1,56% da concentração inicial. A lista completa dos limiares estudados é apresentada na **Tabela II.2.4.15.4-1**. O teste de toxicidade do biocida encontra-se no **Anexo II.2.4-3** e a modelagem do efluente no **Anexo II.6.2-2**.

**Tabela II.2.4.15.4-1 - Limiares de toxicidade considerados para o efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) nos cenários COM e SEM biocida. Os valores referem-se ao percentual da concentração inicial.**

LIMIAR	Efluente COM biocida	Efluente SEM biocida
CL50	1.56%	12.50%
CEO	3.12%	25.00%
CENO	4.22%	46.08%

#### II.2.4.15.5 - Aditivos Químicos do Teste Hidrostático

Para realização do teste hidrostático das linhas rígidas é utilizada uma solução de água do mar e um corante orgânico á base de fluoresceína a 20% (Fluorene R2) em uma concentração de 40 ppm, com o objetivo de detectar possíveis vazamentos ou falhas ocorridas durante a instalação/conexão do duto.

O Fluorene R2 é um fluido que contem agentes corantes de base orgânica de caráter não-iônico, solúvel em água, biodegradável e não tóxico. É amplamente utilizado na indústria de petróleo como traçador químico na composição de fluidos de testes hidrostáticos.

Os testes de toxicidade desse produto, (apresentados no **Anexo II.2.4-3**), demonstraram que a fluoresceína não apresentou toxicidade para a maioria dos testes agudos realizados com diversos organismos-teste como microcrustáceos (*Artemia sp* e *Daphnia similis*), bactéria (*Vibrio fischeri*), peixes (*Poecilia vivipara* e *Brachydanio rerio*), quando testado até a concentração de 1000 ppm, exceto para o misidáceo (*Mysidopsis juniae*), cuja CL<sub>50</sub> 96 h foi de 705,08 ppm.

No teste crônico com embriões do ouriço-do-mar (*Lytechinus variegatus*), foram observados efeitos de toxicidade crônica na concentração de 300 ppm de Fluorene R2, não tendo sido mais observados efeitos significativos na concentração de 200 ppm. Vale mencionar que o efeito observado para os organismos-teste *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*, se deu em concentrações muito superiores àquela que será utilizada na composição do fluido para o teste hidrostático do duto, cuja concentração será de 40 ppm.

Portanto, o produto apresentou baixa toxicidade para os organismos avaliados, não sendo esperados efeitos adversos na biota nas concentrações em que esse produto será utilizado no teste hidrostático.

#### **II.2.4.16 - Caracterização Química e Físico-Química da Água Produzida**

Conforme já mencionado no **subitem II.2.4.15.1 - Água Produzida**, a caracterização físico-química da água produzida não foi realizada, pois não gerou-se água até o momento nos empreendimentos em operação localizados nas áreas e campos onde ocorrerão as atividades do Projeto Etapa 2. Assim que a produção for iniciada, a água produzida será analisada e seus resultados serão encaminhados à CGPEG/IBAMA.

#### **II.2.4.17 - Laudos Técnicos das Análises**

O teste de toxicidade do biocida utilizado na Unidade de Remoção de Sulfatos está apresentado no **Anexo II.2.4-3**.

Os testes de biodegradabilidade do Fluorene R2 (corante utilizado no teste hidrostático) está apresentados no **Anexo II.2.4-3**.

Todos os laudos das análises que serão realizadas posteriormente ao início da produção serão encaminhados à CGPEG/IBAMA.

#### **II.2.4.18 - Caracterização das Emissões Atmosféricas durante a Operação das Unidades de Produção**

As principais fontes de emissões atmosféricas oriundas das atividades de Testes de Longa Duração (TLDs), Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) e Desenvolvimentos de Produção (DPs) serão basicamente os processos de combustão para geração de energia (térmica e elétrica) e queima de gás em tocha, conforme cenários específicos descritos abaixo para cada atividade.

As principais substâncias emitidas nestas atividades são os óxidos de nitrogênio (NOx) e de enxofre (SOx), monóxido de carbono (CO), material particulado (MP), hidrocarbonetos totais (HCT) e os seguintes gases de efeito estufa: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e óxido nitroso (N<sub>2</sub>O).

Deve-se ressaltar que, em função da concentração de CO<sub>2</sub> presente no gás produzido pelos reservatórios do Pré-sal, uma das premissas desta produção petrolífera é a separação deste CO<sub>2</sub> e a sua reinjeção em reservatório.

Com relação aos gases de efeito estufa (GEE), eles são expressos em toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente (t CO<sub>2</sub>eq)<sup>8</sup> e suas estimativas foram realizadas a partir de protocolos baseados em cálculos estequiométricos e fatores de emissão amplamente empregados pela indústria,<sup>9, 10</sup> além de considerar premissas conservadoras, devido aos fatores de emissão e dados de consumo nominal utilizados nas projeções.

Devido às incertezas intrínsecas ao atual grau de maturidade dos projetos em questão, e considerando que esta caracterização é preliminar visando subsidiar a análise da viabilidade ambiental deste conjunto de projetos, deve-se ressaltar que tais estimativas serão reavaliadas e submetidas ao longo deste processo de licenciamento – quando do requerimento das licenças de operação de cada projeto específico – considerando as informações mais atualizadas (sobre plataforma, cronograma de atividades, condições operacionais, características dos reservatórios e curvas de produção).

#### II.2.4.18.1 - Emissões de GEE das atividades de SPA/TLDs

Nas atividades de SPA/TLDs prevalecem os processos de combustão para geração de energia térmica e elétrica e queima de gás em tocha, uma vez que tais atividades não contam ainda (em função da natureza investigativa) com facilidades para a exportação ou a reinjeção do gás produzido.

Durante a fase de instalação dos SPA/TLDs, as principais fontes de geração de energia (moto geradores e/ou turbo geradores) estarão operando com o consumo exclusivo de diesel, em virtude da indisponibilidade momentânea de gás natural produzido (este cenário é semelhante à fase de desativação da atividade, sob o ponto de vista de padrão de emissões atmosféricas).

Durante a fase de execução dos SPA/TLDs as emissões de GEE serão provenientes principalmente do consumo de gás nos turbo geradores, dependendo

<sup>8</sup> A conversão para toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente (t CO<sub>2</sub>eq) é feita multiplicando-se a massa de cada gás de efeito estufa pelo potencial de aquecimento global do mesmo: 1 para dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), 21 para metano (CH<sub>4</sub>) e 310 para óxido nitroso (N<sub>2</sub>O).

<sup>9</sup> Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry. American Petroleum Institute (API), 2001

<sup>10</sup> Compilation of Air Pollutant Emission Factors, AP-42, Volume I: Stationary Point and Area Sources, Fifth Edition. US Environmental Protection Agency (EPA), 1995

das especificidades da plataforma, assim como em decorrência da queima de gás em tocha (*flare*).

Para a estimativa das emissões de GEE gerados a partir da queima em tocha foram consideradas as composições de gás de cada reservatório obtidas a partir de amostra de poço representativo e de uma vazão de 500.000 m<sup>3</sup>/dia por SPA/TLDs

A estimativa média das emissões de GEE durante os SPA/TLDs TLDs e SPAs ao longo de toda a atividade é da ordem de algumas centenas de milhares de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, dependendo da duração total da atividade, das especificidades da plataforma e composição do gás dos reservatórios, conforme **Tabela II.2.4.18.1-1**.

**Tabela II.2.4.18.1-1 - Estimativa média de emissões de gases de efeito estufa nas atividades de SPA/TLDs do Projeto Etapa 2**

Fontes de Emissão	Estimativa de Emissão de GEE (t CO <sub>2</sub> eq por mês por SPA/TLD)	
	Instalação ou Desativação (Duração: 1-2 meses)	Operação (Duração: 4-6 meses)
Geração de Energia <sup>1</sup>	3,5-10 mil	4-8 mil
Queima de gás em tocha <sup>2</sup>	n.a	45 mil

Nota 1: variável em função do tipo de geração de energia (a partir de motogeradores ou turbogeradores)

Nota 2: valor médio considerando composição do gás dos reservatórios em questão

Fonte: Petrobras

#### II.2.4.18.2 - Emissões de GEE das atividades de DPs

As atividades de DPs são relativamente mais complexas também sob o ponto de vista de padrão de emissões atmosféricas.

Neste caso, os processos de combustão para geração de energia térmica e elétrica e a queima de gás em tocha adquirem padrões de emissões distintos ao longo das fases de produção conforme descrito a seguir.

Durante a fase de instalação do DP, período em que o FPSO está sendo ancorado na locação e sendo preparado para a interligação dos poços, o sistema de geração de energia (turbogeradores e caldeiras) opera com consumo de diesel até um período após o início da produção de óleo que permita o comissionamento dos sistemas necessários para a disponibilização de gás combustível.



À medida que o comissionamento da planta de produção é efetuado, a produção de óleo aumenta e o gás (associado) pode ser disponibilizado para a geração de energia. Nesta fase, quando já se dá o início da produção de óleo e gás, ainda que não estabilizada, os sistemas de compressão, reinjeção (de CO<sub>2</sub> no reservatório) e exportação (do gás natural) ainda estão sendo comissionados (conforme detalhamento no **subitem II.2.4.19**) de modo que a utilização do gás produzido aumenta gradativamente ao longo deste período até atingir um índice de 95% (em relação ao produzido) ao final de 8 meses.

A partir do nono mês do “primeiro óleo”, o padrão de emissão de uma atividade de DP atinge a fase de operação estabilizada, quando a utilização do gás associado é máxima (índice de 97%, salvo durante os períodos de eventual instabilidade operacional, por tempo de justificada necessidade operacional para a correção de falha em algum sistema), com um mínimo de queima de gás em tocha, e a geração de energia é sobretudo a partir de consumo de gás natural.

Por fim, após 20-25 anos de operação da atividade de DP, tem-se a fase de desativação, marcada pelo declínio da produção, com o fechamento progressivo dos poços, e conseqüentemente, pela redução gradativa das emissões atmosféricas.

Ao longo da fase de operação (normal) as emissões de GEE de uma atividade de DP é estimada na ordem de centenas de milhares de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente por ano, dependendo – ressalta-se – das especificidades técnicas e operacionais do FPSO em questão, curvas de produção e composição do gás dos reservatórios associados, conforme **Tabela II.2.4.18.2-1**.

**Tabela II.2.4.18.2-1 - Estimativa média de emissões de gases de efeito estufa nas atividades de DP do Projeto Etapa 2**

Fontes de Emissão	Estimativa de Emissão de GEE (t CO <sub>2</sub> eq por mês por DP)			
	Instalação (Duração: 3-4 meses)	Comissionamento <sup>2</sup> (Duração: 8 meses)	Operação <sup>4</sup> (Duração: 20-25 anos)	Desativação (Duração: 6 meses)
Geração de Energia Elétrica <sup>1</sup>	1.000	27 mil	40-43 mil	28 mil
Queima de Gás em Tocha <sup>3</sup>	n.a	74-84 mil	3-14 mil	
Turbocompressão <sup>1</sup>	n.a	2,0-2,7 mil	5,3 mil	

Nota 1: considera as especificidades técnicas do projeto do FPSO Cidade de Ilhabela

Nota 2: Turbogeneradores e turbocompressores consumindo gás natural gradativamente a partir do 3º mês

Nota 3: faixa de valores médios estimados de queima de gás em tocha conforme índice de utilização do gás associado (detalhes no item II.2.4.19), curva de produção e composição do gás dos reservatórios em questão

Nota 4: considera todos os TGs e TCs em operação com consumo nominal de gás natural

Fonte: Petrobras

### II.2.4.18.3 - Gases de Efeito Estufa Reinjetados

A estimativa dos gases de efeito estufa reinjetados durante as atividades de DP pode ser realizada a partir de cálculo de balanço de massa considerando as curvas de produção, a composição do gás produzido de cada reservatório e da seletividade característica das membranas de remoção de CO<sub>2</sub>, as quais permitem também a permeação de metano para a corrente de CO<sub>2</sub> a ser reinjetada.

A estimativa de reinjeção acumulada de GEE durante o período de operação para cada atividade de DP está apresentada na **Tabela II.2.4.18.3-1**. Os DPs Lula Oeste e Lula Área de Iracema Norte não contemplam reinjeção de GEE já que a concentração de CO<sub>2</sub> no gás produzido é inferior a 3 % v/v.

**Tabela II.2.4.18.3-1 - Estimativa de gases de efeito estufa reinjetados durante todo o período de operação dos DPs do Projeto Etapa 2**

PROJETO	Gases de efeito estufa reinjetados (t)		
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub> eq
DP de Sapinhoá Norte	6.336.791	1.658.908	41.173.865
DP de Carioca <sup>1</sup>	19.006.849	12.878.902	289.463.791
DP de Lula Alto	10.873.218	2.919.004	72.172.300
DP de Lula Central	2.880.441	1.656.526	37.667.479
DP de Lula Sul	10.494.432	3.214.336	77.995.496
DP de Lula Norte	3.298.069	1.676.927	38.513.535
DP de Lula Extremo Sul	9.990.409	3.588.171	85.341.990
DP de Lula Oeste <sup>2</sup>	0	0	0
DP de Lula Área de Iracema Norte <sup>2</sup>	0	0	0
DP de Franco 1	8.788.931	2.232.105	55.663.131
DP de Franco NW	7.953.381	2.019.902	50.371.321
DP de Franco Sul	8.007.280	2.033.590	50.712.680
DP de Franco SW	7.961.551	2.021.977	50.423.063

Nota 1 Sem previsão de exportação de gás: injeção do volume total de gás associado produzido.

Nota 2 Previsão de exportação de todo volume de gás associado produzido: não irá injetar gás no reservatório.

Fonte: Petrobras

#### II.2.4.18.4 - Gases de Efeito Estufa nos Reservatórios

A porcentagem em massa e volume dos gases CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub> medido em amostras das correntes de gás em cada reservatório a ser produzido nas atividades de DP está apresentada na **Tabela II.2.4.18.4-1**.

**Tabela II.2.4.18.4-1 - Porcentagem em massa e volume de gases de efeito estufa nas correntes de gás**

PROJETO	% m/m		% v/v	
	CO <sub>2</sub>	Metano	CO <sub>2</sub>	Metano
DP de Sapinhoá Norte	29,7	36,1	16,6	62,0
DP de Carioca	48,2	28,4	35,0	50,0
DP de Lula Alto	32,5	35,0	20,3	59,8
DP de Lula Central	14,6	45,4	8,1	69,3
DP de Lula Sul	29,0	37,4	17,6	62,3
DP de Lula Norte	20,0	43,6	11,3	67,3
DP de Lula Extremo Sul	29,0	37,4	17,6	62,3
DP de Lula Oeste	1,5	56,4	0,7	77,4
DP de Lula Área de Iracema Norte	2,3	56,2	1,1	77,4
DP de Franco 1	37,2	33,7	23,5	58,3
DP de Franco NW	37,2	33,7	23,5	58,3
DP de Franco Sul	37,2	33,7	23,5	58,3
DP de Franco SW	37,2	33,7	23,5	58,3

#### II.2.4.19 - Caracterização das Emissões Atmosféricas durante a Instalação das Unidades de Produção dos DPs- Plano de Comissionamento

##### II.2.4.19.1 - Comissionamento

O processo de comissionamento consiste na aplicação integrada de um conjunto de técnicas e procedimentos de engenharia para verificar, inspecionar e testar cada componente, instrumento e equipamento que faz parte de um módulo ou sistema de produção.

O Comissionamento inicia-se ainda no planejamento do Projeto, quando são listados todos os sistemas que deverão entrar em operação e é estabelecida a

sequência ótima de atividades para garantir a entrada em operação do sistema integrado.

Este planejamento permite diagnosticar etapas críticas, norteando as ações cabíveis na busca dos recursos necessários para que os mesmos estejam disponíveis conforme requerido pelo cronograma, o qual é constantemente verificado e revisado, de acordo com as novas informações que são disponibilizadas com o desenrolar do Projeto.

No que se refere à planta de processamento dos fluidos, todos os elementos e equipamentos (válvulas, sensores, permutadores, bombas, filtros, vasos de pressão, compressores e seus sistemas auxiliares) são calibrados e testados para verificação da capacidade de operar nas condições de projeto, bem como para detectar, por meio de procedimentos específicos, quaisquer desvios de funcionalidade que indiquem a necessidade de correções de montagem de internos ou ainda, de substituição de partes ou elementos que apresentem falha intrínseca.

Estes testes englobam, basicamente, os procedimentos finais de limpeza, verificação e inertização, a energização de painéis, a calibração dos instrumentos, os testes de malha de supervisão, controle e intertravamento, para equipamento da planta.

Tais tarefas só podem ser consideradas efetivas quando são executadas a partir do manuseio de fluidos produzidos na locação, após a interligação e comissionamento do primeiro poço produtor, e os equipamentos só podem ser considerados aceitos após a operação dos mesmos nas vazões mínimas de acordo com as características de fabricação de cada equipamento.

No que se refere às plantas de processamento de gás, os sistemas de compressão são geralmente considerados como mais críticos, face à complexidade dos testes envolvidos no comissionamento, incluindo sistemas de controle de capacidade e proteção da máquina. Tais testes são definidos pelo fabricante.

#### *II.2.4.19.2 - Sequência típica de comissionamento*

As atividades citadas anteriormente são realizadas na sequência do processo e deverão seguir a seguinte ordem:

- Sistema de separação;
- Sistema de tratamento e armazenamento do óleo;
- Sistema de compressão principal;
- Sistema de remoção de H<sub>2</sub>S do gás, onde aplicável;
- Sistema de desidratação;
- Sistema de ajuste do ponto de orvalho de hidrocarbonetos;
- Sistema de gás combustível;
- Sistema de compressão de gás para exportação;
- Sistema de compressão de gás para injeção;
- Sistema de recuperação de vapores;
- Sistema de remoção de CO<sub>2</sub>;
- Sistema de compressão de CO<sub>2</sub>.

A sequência ótima de comissionamento dos sistemas de gás será definida caso a caso, de modo que o aproveitamento do gás produzido seja iniciado o mais breve possível e com vistas a minimizar a queima de gás. Isto pode ser feito a partir da utilização do gás especificado como combustível, seguida da etapa de exportação ou injeção do gás, o que ocorrer primeiro.

No caso das plataformas de produção do Projeto Etapa-2 do Pré-Sal, onde os poços injetores estão sendo priorizados, a fase atual do planejamento considera que o início da injeção do gás ocorrerá antes da exportação, promovendo o aumento significativo do aproveitamento do gás e, conseqüentemente, redução da queima de gás.

De modo a reduzir o tempo requerido para o início da injeção de gás, está sendo considerado para o Projeto Etapa 2 que as etapas referentes à remoção de CO<sub>2</sub> do gás produzido, onde aplicável, somente serão comissionadas a posteriori, quando da exportação do gás. Deste modo, o tempo requerido estimado para o início da injeção do gás é de 90 (noventa) dias.

#### II.2.4.19.3 - Volume de Gás Queimado

Para fins de cálculo de emissões atmosféricas dos DPs, o volume estimado de gás enviado para a queima em *flare*, correspondente à etapa inicial de comissionamento, durante os primeiros 90 dias de operação, será de 141.600.000 m<sup>3</sup> (cento e quarenta e um milhões e seiscentos mil metros cúbicos) para cada

FPSO. Esse volume contempla as vazões mínimas necessárias ao correto comissionamento dos sistemas que viabilizam o início do aproveitamento de gás, o que ocorrerá ao longo do 3º mês de operação

Após esse período, o volume estimado de queima será em função do índice de utilização de gás (IUGA).

A curva de evolução dos valores de IUGA já incorpora a possibilidade de ocorrência de eventos que levam a interrupção da operação dos sistemas de gás esperados durante o processo de comissionamento e estabilização da plataforma.

O volume total de queima de gás em cada FPSO, desde o início da produção até o final do 8º mês de operação, está estimado em 207.600.000 m<sup>3</sup> (duzentos e sete milhões e seissentos mil metros cúbicos) de gás, o que corresponde a uma emissão de 74-84 mil toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente mensais (em função da curva de produção e composição do gás do reservatório em questão). O IUGA máximo de cada plataforma das atividades de DP, no valor de 97%, tem previsão de ser alcançado a partir do 9º mês (**Quadro II.2.4.19.3-1**).

**Quadro II.2.4.19.3-1 - Índice de utilização de gás durante o comissionamento**

Mês de Produção	Índice de Utilização de Gás (IUGA)
1º e 2º	0%
3º	5%
4º	50%
5º	70%
6º	85%
7º	90%
8º	95%
9º	97%

Fonte: Petrobras

Vale ressaltar que o volume total de queima de gás e o tempo total para o comissionamento de cada plataforma serão objeto de devido detalhamento, a partir do maior envolvimento das equipes de operação e comissionamento, e submetidos ao longo deste processo de licenciamento – quando do requerimento das licenças de operação de cada projeto específico.

#### **II.2.4.20 - Perspectivas e Planos de Expansão da Produção**

A implantação das atividades dos SPA/TLDs tem como objetivo principal testar a capacidade e avaliar o comportamento da produção nas áreas estudadas. As informações coletadas serão utilizadas nos estudos de desenvolvimento da tecnologia de produção no Pré-Sal da Bacia de Santos. Dessa forma, procura-se maximizar as informações sobre os reservatórios existentes na área, reduzindo as incertezas de seu desenvolvimento definitivo.

As informações obtidas a partir dos SPA/TLDs serão fundamentais para a implantação do sistema definitivo de produção de óleo e gás na Área do Pré-Sal.

As áreas das atividades previstas para o Projeto Etapa 2 já se caracterizam como produção comercial em longo prazo, resultado de diversos estudos realizados previamente na área e que mostraram a viabilidade da implantação dos DPs.

A implantação dos 13 DPs e seus respectivos gasodutos de exportação, localizados em três blocos distintos da Bacia de Santos, insere-se no plano de desenvolvimento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, que engloba não somente a produção de óleo e gás e a criação de uma malha de escoamento do gás, mas também à expansão dos empreendimentos *on-shore*, tais como as refinarias de petróleo, plantas de tratamento de gás e terminais distribuidores dos produtos.

Além dos empreendimentos do Projeto Etapa 2 e dos projetos já licenciados, a PETROBRAS prevê em seu Plano de Negócios e Gestão a partir 2017 a realização de DPs nas seguintes áreas:

- Iara Horst;
- NE Tupi;
- Iara NW;
- Carcará;
- Entorno de Iara;
- Júpiter;
- Franco Leste;
- Florim.

Cada um dos projetos acima, prevê um FPSO de porte semelhante àquelas dos demais projetos do Pólo Pre-sal da Bacia de Santos. Estudos de avaliação exploratória ainda estão em andamento para determinar o potencial desses

campos e, por ora, ainda não é possível indicar a quantidade de poços produtores e/ou injetores, bem como o número de linhas de escoamento de hidrocarbonetos que serão lançadas.

#### **II.2.4.21 - Operações e Infraestrutura de Apoio**

Este item descreverá as operações de apoio necessárias durante a etapa de operação dos empreendimentos do Projeto Etapa 2.

Será apresentada a quantidade de embarcações de apoio previstas para o suporte aos FPSOs e a descrição de todas as bases de apoio (aéreas e marítimas) previstas de serem utilizadas.

##### **II.2.4.21.1 - Operações de Apoio**

Durante a operação dos empreendimentos do Projeto ETAPA 2 haverá embarcações de apoio às atividades, responsáveis por abastecer os FPSOs com os suprimentos necessários (alimentação, combustível, equipamentos, produtos químicos, etc.), bem como encaminhar os resíduos gerados nos FPSOs até as bases de apoio (portos).

A **Tabela II.2.4.21.1-1** e a **Tabela II.2.4.21.1-2** apresentam a quantidade total de embarcações de apoio e de alívio previstas para a instalação e operação dos SPA/TLDs e DPs. Ressalta-se que o número de viagens, principalmente das embarcações de apoio na fase de operação, pode variar para números inferiores, visto que de acordo com a demanda de todos os empreendimentos PETROBRAS na região, uma mesma embarcação em uma mesma viagem pode abastecer/suprir mais de um empreendimento.

**Tabela II.2.4.21.1-1 – Número estimado total de viagens de embarcações de apoio para os SPA/TLDs do Projeto Etapa 2**

SPA/TLDs	Instalação	Operação			Desativação	Total
		Offloading	Apoio	Diesel		
<i>Dynamic Producer</i>	3	27	180	27	3	<b>240</b>
BW Cidade de São Vicente	76	28	240	12	12	<b>288</b>
<b>TOTAL</b>	<b>79</b>	<b>55</b>	<b>420</b>	<b>39</b>	<b>15</b>	<b>518</b>



**Tabela II.2.4.21.1-2 – Número estimado total de viagens de embarcações de apoio para os DPs do Projeto Etapa 2**

DPs	Instalação	Operação (25 anos)		Desativação
		Offloading	Apoio	
Sapinhoá Norte	79			70
Lula - Área de Iracema Norte	73			64
Lula Alto	77			68
Lula Central	79			70
Lula Sul	75			66
Franco 1	83			74
Carioca	57	1.564	5.475	48
Lula Norte	77			68
Franco SW	55			46
Lula Extremo Sul	81			72
Lula Oeste	69			60
Franco S	85			76
Franco NW	79			70
<b>TOTAL</b>	<b>969</b>	<b>20.332</b>	<b>71.175</b>	<b>852</b>

Para o SPA e TLDs, haverá operação de apoio aos FPSOs a cada 3 dias, aproximadamente, enquanto para os DPs a frequência será de aproximadamente 2 dias.

Além das operações de apoio, haverá também navios aliviadores, que realizarão a retirada do petróleo dos FPSOs (*offloading*). No SPA e TLDs a cada 20 ou 25 dias haverá operação de *offloading*, enquanto nos DPs esta operação ocorrerá a cada 7 dias, aproximadamente.

O **Quadro II.2.4.21.1-1** resume a periodicidade das operações de apoio e de alívio durante a operação dos empreendimentos. Ressalta-se que não necessariamente haverá 20 embarcações (1 por empreendimento) para realizar as operações, pois uma única embarcação poderá atender a mais de um FPSO na mesma viagem.

**Quadro II.2.4.21.1-1 – Quantidade e periodicidade das embarcações de apoio previstas durante a operação dos empreendimentos do Projeto Etapa 2**

Atividade	Periodicidade das viagens	
	Apoio	Offloading
SPA de Lula Oeste	1 a cada 3 dias	1 a cada 25 dias
TLD de NE Tupi	1 a cada 3 dias	1 a cada 20 dias
TLD de Franco NW	1 a cada 3 dias	1 a cada 20 dias
TLD de Franco SW	1 a cada 3 dias	1 a cada 25 dias
TLD de Franco Leste	1 a cada 3 dias	1 a cada 20 dias
TLD do Entorno de Iara	1 a cada 3 dias	1 a cada 25 dias
TLD de Florim	1 a cada 3 dias	1 a cada 25 dias
DP de Sapinhoá Norte	1 a cada 2 dias	1 a cada 7 dias
DP de Carioca	1 a cada 2 dias	1 a cada 7 dias
DP de Lula Alto	1 a cada 2 dias	1 a cada 7 dias
DP de Lula Central	1 a cada 2 dias	1 a cada 7 dias
DP de Lula Sul	1 a cada 2 dias	1 a cada 7 dias
DP de Lula Norte	1 a cada 2 dias	1 a cada 7 dias
DP de Lula Oeste	1 a cada 2 dias	1 a cada 7 dias
DP de Lula Extremo Sul	1 a cada 2 dias	1 a cada 7 dias
DP de Lula - Área de Iracema Norte	1 a cada 2 dias	1 a cada 7 dias
DP de Franco 1	1 a cada 2 dias	1 a cada 7 dias
DP de Franco NW	1 a cada 2 dias	1 a cada 7 dias
DP de Franco Sul	1 a cada 2 dias	1 a cada 7 dias
DP de Franco SW	1 a cada 2 dias	1 a cada 7 dias

De acordo com o cronograma previsto para as atividades do Projeto Etapa 2, apresentado haverá no máximo 13 empreendimentos em operação simultaneamente.

Considerando-se um cenário atípico, em que todos os empreendimentos realizem tanto operação de abastecimento como de offloading ao mesmo tempo, haverá 26 embarcações em operação simultânea para atendimento dos FPSOs do Projeto Etapa 2. Entretanto, este cenário não considera o planejamento e a logística da PETROBRAS para as atividades do Projeto Etapa 2 e, dessa forma, trata-se de um valor conservativo. A quantidade de embarcações em operação simultânea será inferior a 26 embarcações.

O transporte dos trabalhadores para as plataformas ocorrerá por helicópteros. Durante a operação dos SPA/TLDs serão necessários em média 3 viagens por semana, enquanto para os DPs estima-se de 4 a 5 viagens por semana. A **Tabela II.2.4.21.1-3** resume o quantitativo semanal e mensal dos transportes previstos de helicóptero entre as bases de apoio aérea e os FPSOs do Projeto Etapa 2.

**Tabela II.2.4.21.1-3** – *Número estimado total de viagens de helicópteros para os SPA/TLDs e DPs do Projeto Etapa 2*

Empreendimento	Viagens (semana)	Total Viagens (mês)
SPA/TLDs	3	84
DPs	4-5	260

#### II.2.4.21.2 - *Infraestrutura de Apoio*

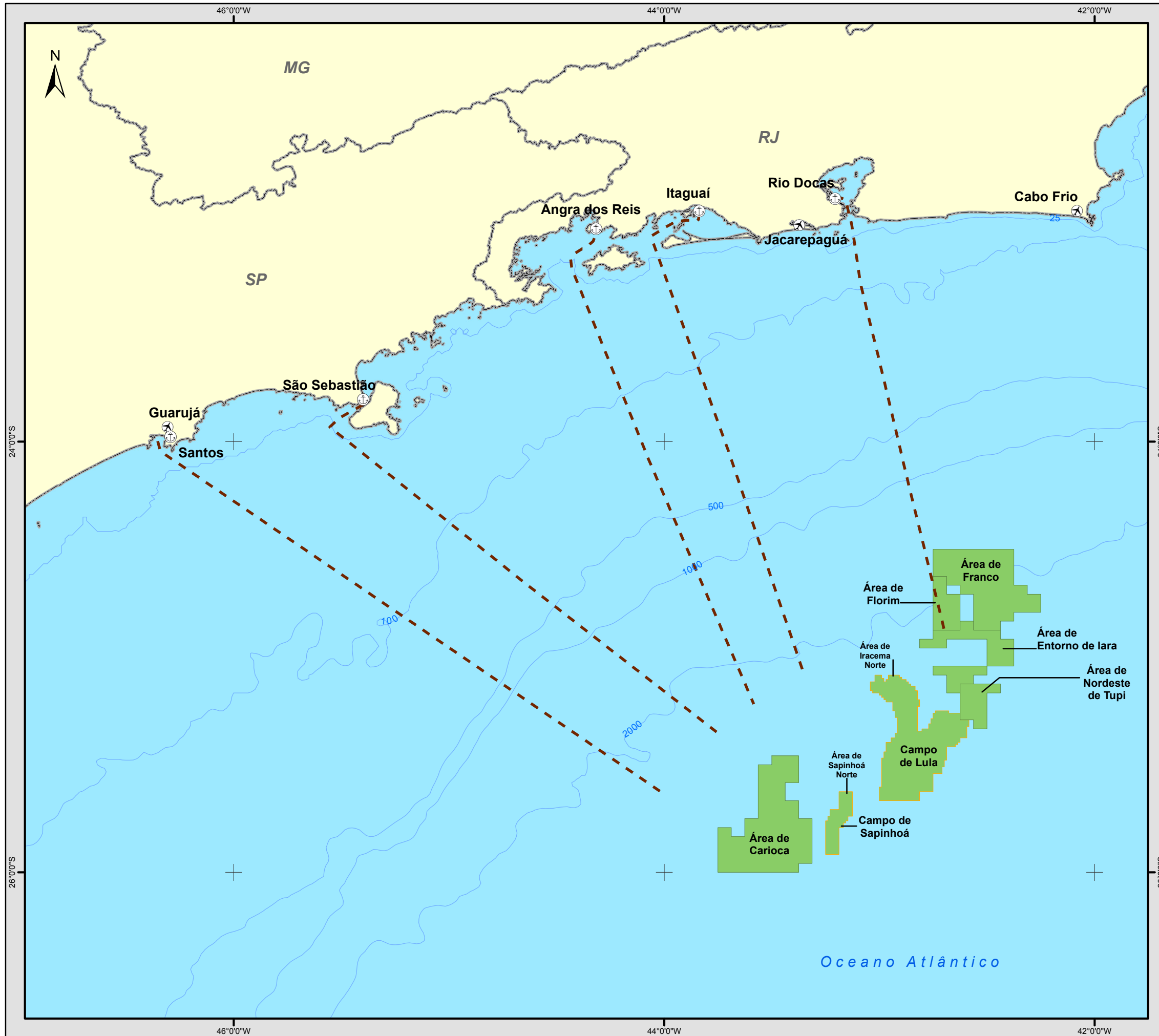
As estruturas de apoio têm como função oferecer a logística para fins de fornecimento, transporte e armazenamento temporário de insumos e resíduos, bem como facilitar o embarque e desembarque dos trabalhadores alocados nos FPSOs. As bases de apoio serão:

- Bases de Apoio Aéreas:
  - Aeroporto de Cabo Frio;
  - Aeroporto de Jacarepaguá;
  - Aeroporto de Guarujá;
- Bases de Apoio Marítimo:
  - Porto de Santos;
  - Porto de São Sebastião;
  - Porto de Angra dos Reis;
  - Porto Rio Docas;
  - Base de Apoio Portuária de Itaguaí.

A base aérea do município de Ubatuba/SP poderá ser utilizada como base de apoio em caso emergencial.

A **Figura II.2.4.21.2-1** apresenta a rota prevista das embarcações de apoio às atividades do Projeto Etapa 2 e nos itens que seguem são descritas as principais características das bases de apoio aéreo e marítimo.





**Legenda Temática**

--- Rotas das embarcações de apoio

**Convenções do Mapa**

**Bases de Apoio**

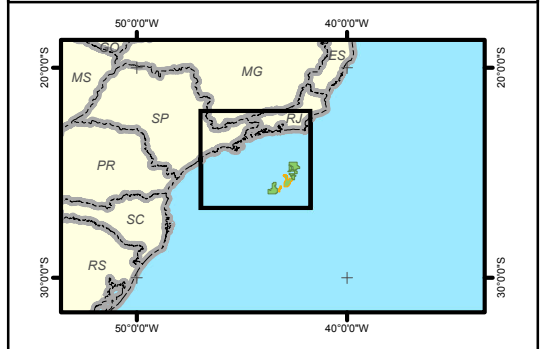
- ✈ Aéreo
- ⊕ Marítimo

- Blocos de Exploração - Etapa 2
- Campos de Produção - Etapa 2

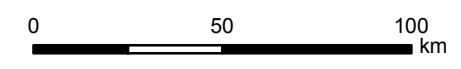
**Convenções Cartográficas**

- ~ Batimetria
- Limite Estadual

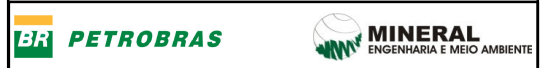
**Localização Geral**



Referências utilizadas:  
 - Blocos de Exploração e Campos de Produção (ANP, 2012);  
 - Unidades Federais (IBGE, 2005).



Projeção Geográfica  
 Datum SIRGAS 2000



**EIA DA ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 2**

**ROTAS DAS EMBARCAÇÕES DE APOIO**

Data:	Figura:	Escala:	Rev.
Outubro/2013	II.2.4.21.2-1	1:2.000.000	0

## II.2.4.21.2.1 - Bases de Apoio Aéreo

### II.2.4.21.2.1.1 - Aeroporto de Cabo Frio

O Aeroporto Internacional de Cabo Frio (**Figura II.2.4.21.2.1.1-1**) é o primeiro aeroporto público com gestão privada no país habilitado a operar voos internacionais, tanto de carga quanto de passageiros. Localizado em Cabo Frio/RJ, possui um terminal independente para passageiros de helicópteros destinados às plataformas de petróleo.



Fonte: <http://aviacaogeral.com/2011/03/o-aeroporto-do-petroleo/>.

**Figura II.2.4.21.2.1.1-1 - Vista aérea do Aeroporto de Cabo Frio**

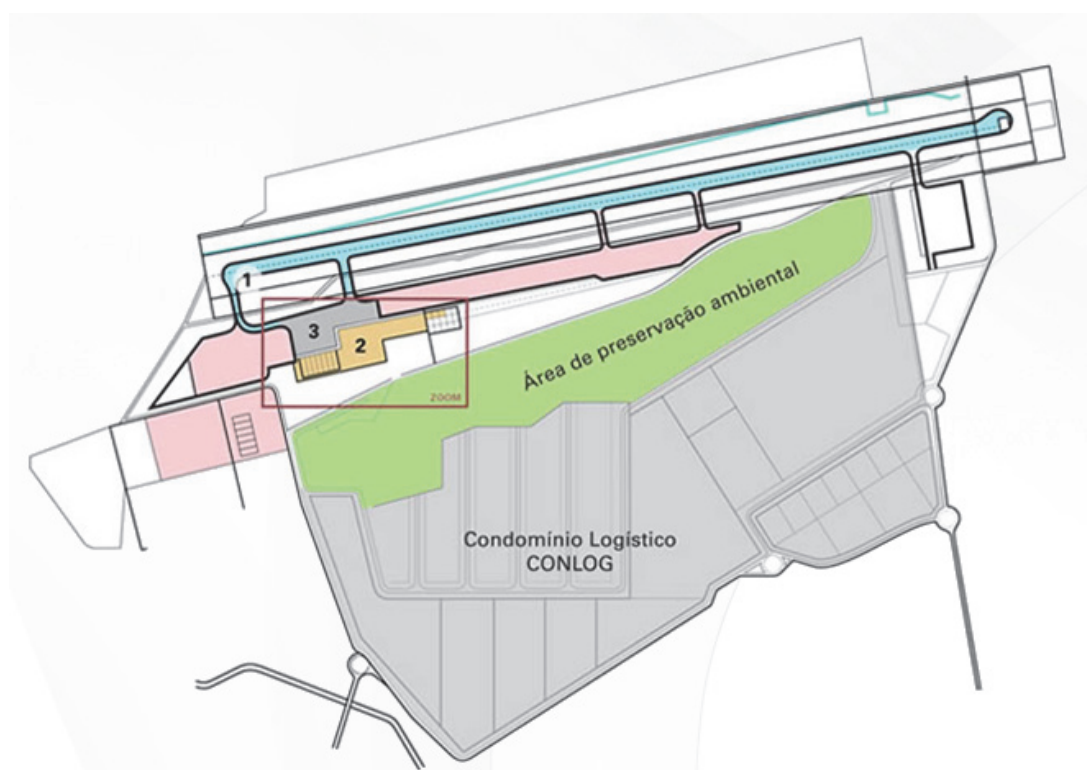
A pista de pouso apresenta 2.560 m de comprimento por 45 m de largura e é considerada uma das mais seguras do país. O aeroporto possui infraestrutura para o recebimento de aeronaves de grande porte para o transporte de carga e passageiros e uma localização estratégica, próxima a importantes áreas industriais e turísticas, com destaque para o setor de petróleo e gás *offshore* desenvolvido no Norte Fluminense.

O aeroporto está situado a poucos quilômetros das Bacias de Campos e de Santos, principais polos produtores de petróleo do país. Por isso, consolidou-se

como um importante complexo utilizado por grande número de empresas multinacionais e nacionais ligadas à atividade de exploração de petróleo e gás.

Desde 2009 são realizadas operações regulares de helicópteros em apoio às plataformas de petróleo *offshore*. São cerca de 20 voos diários e aproximadamente 15.000 passageiros por mês. Atualmente, o aeroporto fornece um terminal de passageiros para *check-in*, além de outros serviços exclusivos para a PETROBRAS.

Outro incentivo presente no aeroporto é o Condomínio Logístico indicado na **Figura II.2.4.21.2.1.1-2**, onde é possível estabelecer atividades de armazenagem, industrialização e manutenção, entre outras. A área, caracterizada como “Aeroporto-Indústria”, permite a operação sob regime de aduaneiro com redução dos custos tarifários.



1 - Pista

2 - Administrativo, Terminais e Hangares (veja o detalhamento abaixo)

3 - Pátio de Aeronaves e Manobras

Fonte: <http://www.grupolibra.com.br/libra-aeroporto/cabo-frio/infraestrutura/>

**Figura II.2.4.21.2.1.1-2 - Planta do Aeroporto Internacional de Cabo Frio.**

#### II.2.4.21.2.1.1.1 - Acesso Rodoviário

O Aeroporto de Cabo Frio está localizado a 140 km do município do Rio de Janeiro, 85 km de Macaé/RJ, 438 km de Vitória/ES, 576 km de Belo Horizonte/MG e 580 km de São Paulo/SP. As principais rodovias que garantem o acesso ao aeroporto a partir dessas cidades são RJ-124 (Via Lagos), RJ-106 (Rodovia Amaral Peixoto), BR-101 (Rodovia Translitorânea/ Rodovia Governador Mario Covas), BR-040 (Rodovia Washington Luís) e BR-116 (Via Dutra/ Rodovia Presidente Dutra).

#### II.2.4.21.2.1.1.2 - Acesso Marítimo

O aeroporto possui um acordo operacional com o Porto de Forno, localizado a 7 km de distância (no município de Arraial do Cabo) para a constituição de uma plataforma logística de apoio às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no sul da Bacia de Campos e no norte da Bacia de Santos.

#### II.2.4.21.2.1.2 - Aeroporto de Jacarepaguá

O Aeroporto de Jacarepaguá (**Figura II.2.4.21.2.1.2-1**), localizado na Baixada de Jacarepaguá, a sudoeste do município do Rio de Janeiro, é de propriedade federal e operado pela INFRAERO. A instalação possui uma pista de 900 m de extensão e 30 m de largura, onde operam seis aeronaves das empresas BHS - *Brazilian Helicopter Services* Ltda., Líder Táxi Aéreo S.A. - Air Brasil, Helivia Aero Táxi Ltda. e Aeróleo Táxi Aéreo S.A.

O Aeroporto é dotado de instalações e facilidades para apoio às operações da Aviação Geral, dentre elas as operações *Offshore* (plataforma marítima).





Fonte: <http://oglobo.globo.com/rio/bairros/posts/2011/01/13/aeroporto-de-jacarepagua-faz-40-anos-infraero-anuncia-novidades-356145.asp>

**Figura II.2.4.21.2.1.2-1 - Vista aérea do Aeroporto de Jacarepaguá.**

#### **II.2.4.21.2.1.2.1 - Acesso Rodoviário**

O acesso rodoviário ao Aeroporto de Jacarepaguá é feito pelas principais rodovias de acesso a cidade do Rio de Janeiro, como a BR-040 (Rodovia Washington Luís), a BR-101 (Rodovia Translitorânea / Rodovia Governador Mario Covas) e BR-116 (Via Dutra / Rodovia Presidente Dutra / Santos Dumont), além das rodovias RJ-104 (Rodovia Niterói - Manilha), RJ-071 (Via Expressa Presidente João Goulart / Linha Vermelha) e pela Avenida Governador Carlos Lacerda, mais conhecida como Linha Amarela.

#### **II.2.4.21.2.1.3 - Núcleo da Base Aérea de Santos**

O núcleo da Base Aérea de Santos, que funciona como aeroporto militar, está situado em um terreno de 132 ha, e possui uma pista de 1.390 m de comprimento e 43 m de largura. Possui também torre de controle de tráfego aéreo, hangares e oficinas, dentre outras instalações.

A proximidade com o Porto de Santos torna o local estratégico para o desenvolvimento socioeconômico da Baixada Santista.

Atualmente, tramita um processo de outorga para a construção do Aeroporto de Guarujá, a ser implantado em uma área na Base Aérea de Santos, visando atender ao turismo, pequenas cargas, manutenção de aeronaves e aviação *offshore* e executiva. A **Figura II.2.4.21.2.1.3-1** apresenta o Núcleo da Base Aérea de Santos.



Fonte: <http://www.costanorte.com.br/wp-content/uploads/2012/08/Fotos-A%C3%A9reas-Guaruj%C3%A1-Pedro-Rezende-916-Large.jpg>

**Figura II.2.4.21.2.1.3-1** - Núcleo da Base Aérea de Santos no Município de Guarujá.

#### II.2.4.21.2.1.3.1 - Acesso Rodoviário

O acesso rodoviário ao Núcleo da Base Aérea de Santos, a partir da cidade de São Paulo, se dará pelo sistema Anchieta - Imigrantes (ECOVIAS/SAI) pela rodovia SP-248/55 (Rodovia Cônego Domenico Rangoni, também conhecida como Piaçaguera-Guarujá). A ligação com o estado do Rio de Janeiro deverá ser

realizada pelas BR-101 (Rodovia Translitorânea / Rodovia Governador Mario Covas, no trecho conhecido como Rio-Santos) e BR-116 (Via Dutra / Rodovia Presidente Dutra).

#### *II.2.4.21.2.2 - Bases de Apoio Marítimo*

##### *II.2.4.21.2.2.1 - Porto do Rio (P-RIO) Docas da PETROBRAS*

O Porto do município do Rio de Janeiro será uma das bases de apoio marítimo às atividades do Projeto Etapa 2. Neste porto, será utilizada a Docas da PETROBRAS.

O Porto do Rio (P-RIO) está localizado na zona portuária da cidade do Rio de Janeiro, no seguinte endereço comercial: Avenida Rio de Janeiro, s/nº, no Bairro de São Cristóvão, Rio de Janeiro/RJ.

O P-RIO possui a Licença de Operação (LO) nº IN 016166, emitida pelo Instituto Estadual do Ambiente - INEA do Rio de Janeiro, válida até 31 de março de 2016, cuja cópia encontra-se no **Anexo II.2.4-5**.

A **Figura II.2.4.21.2.2.1-1** apresenta a localização do Porto do Rio - Docas da PETROBRAS.



**Figura II.2.4.21.2.2.1-1 - Vista aérea do P-RIO**

#### II.2.4.21.2.2.1.1 - Acessos Rodoviários

É possível acessar o P-RIO por meio das seguintes rodovias:

- BR-040, que liga a região sudeste à centro-oeste;
- BR-101, que permite ligação com o nordeste;
- BR-116 para ligação com o sul e norte do país;
- RJ-071;
- RJ-104.

O transporte por vias rodoviárias será feito com o uso de caminhões truck abertos, carretas abertas, caminhões *truck* fechados (tipo baú), carretas fechadas (tipo baú), carretas graneleiras, carretas tanques, *truck* tanques, porta-containers, pranchas e outros, conforme a necessidade do material a ser transportado.

#### *II.2.4.21.2.2.1.2 - Acessos Ferroviários*

O P-RIO possui como acesso ferroviário o Consórcio MRS Logística S.A., malha sudeste, antigas Superintendências Regionais de Belo Horizonte (SR-2) e Juiz de Fora (SR-3).

#### *II.2.4.21.2.2.1.3 - Acessos Hidroviários*

A barra do estuário da Baía de Guanabara está localizada na região de boca da Baía, entre o Pão de Açúcar (Rio de Janeiro), e a Fortaleza de Santa Cruz (Niterói). A barra possui largura de 1,5 km, com profundidade média de 25 m, com exceção da área junto ao Pão de Açúcar, com 17 m de profundidade.

#### *II.2.4.21.2.2.1.4 - Instalações Físicas*

A Unidade de Serviços de Logística de Exploração e Produção (US-LOG) tem as Operações Portuárias de embarque e desembarque e a movimentação de cargas como sua principal atividade na área de Docas. Para isso, conta com atividades de apoio administrativo, transporte, abastecimento, infraestrutura e armazenagem das cargas e produtos que chegam ao porto (P-RIO) para o embarque ou desembarque das unidades marítimas da PETROBRAS e suas contratadas.

As instalações físicas do Porto do Rio a serem utilizadas pela PETROBRAS consistem em:

- Área 1: Pátio e Cais entre os cabeços de nº 176 ao 190, correspondendo a uma extensão de cais de 350 m, para atracação de embarcações, movimentação e armazenamento temporário de cargas. Os containers escritórios, alojamentos, refeitório e banheiros, com rede de efluentes ligada ao sistema de esgoto do Porto, serão instalados junto ao pátio operacional da Área 1;

- Prédio Administrativo: Com dois pavimentos, dispendo de salas administrativas, vestiário e banheiros, para atividades administrativas de apoio logístico;
- Armazém 17: Área com 3.300 m<sup>2</sup> de área coberta, para armazenamento temporário de produtos químicos e resíduos;
- Área 2: Pátio com 3.500 m<sup>2</sup> para armazenamento descoberto e que será utilizado como retro área.

#### *II.2.4.21.2.2.1.5 - Área para Armazenamento Temporário de Resíduos*

Os resíduos gerados nas atividades do Projeto Etapa 2 são enviados ao P-RIO em caçambas, contêineres, tambores ou big bags devidamente identificados e, ao serem desembarcados pelos barcos de apoio, são tratados de acordo com o Manual de Gerenciamento de Resíduos da PETROBRAS (MGR).

Cada resíduo gerado estará acompanhado por sua Ficha de Controle e Disposição de Resíduos (FCDR). O acompanhamento e controle das FCDRs, bem como das requisições de transporte, manifestos de carga, licenças ambientais das empresas de destino e certificados de destinação final de cada resíduo, são realizados através do Sistema de Gerenciamento de Resíduos da PETROBRAS (SIGRE) e conforme procedimentos do Projeto de Controle da Poluição (PCP), atendendo o que estabelece a Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA 01/11.

#### *II.2.4.21.2.2.1.6 - Abastecimento de Água*

O fornecimento de água para as embarcações será realizado através de balsas contratadas pela PETROBRAS, devidamente licenciadas e abastecidas pela Companhia Estadual de Água e Esgoto - CEDAE. A operação de transferência será executada pelo operador portuário e supervisionada pela PETROBRAS.

#### II.2.4.21.2.2.1.7 - Abastecimento de Óleo Diesel

O fornecimento de óleo diesel para as embarcações de apoio será realizado através de balsas contratadas pela PETROBRAS, tomando-se as medidas necessárias de segurança para a transferência de combustível, tais como lançamento de barreiras de contenção e monitoramento permanente da operação.

Toda a operação de abastecimento de óleo diesel dos barcos de apoio no terminal será realizada de maneira segura, de modo a diminuir os riscos de poluição ambiental.

A operação de transferência de óleo diesel é feita através de mangotes e assistida por operadores munidos com rádio VHF portátil durante todo o bombeio; os operadores são responsáveis ainda, por sondagens periódicas dos tanques contra transbordamento e por garantir que nenhum trecho do mangote fique submerso.

No caso de vazamentos, a operação será interrompida e o plano de contenção de óleo da embarcação, denominado *Shipboard Oil Pollution Emergency Plan* - SOPEP, é acionado.

Este plano vislumbra vários cenários de acidentes com vazamento de óleo e garante que todas as pessoas envolvidas na execução das ações previstas nos procedimentos para interrupção da descarga de óleo na área operacional estejam treinadas e aptas a utilizar o kit SOPEP, composto, no mínimo, por material absorvente, pás, vassouras, produtos de selagem, sacos e tambores para estocagem dos resíduos gerados.

Paralelamente, o plano de emergência do Porto do Rio de Janeiro será acionado, através do Centro de Atendimento de Emergência - CAE, para a contenção do óleo eventualmente derramado para o mar.

#### II.2.4.21.2.2.1.8 - Abastecimento de Granéis

O carregamento de produtos químicos será feito por meio de contêineres, devidamente identificados e lacrados, protegidos por *skids* metálicos.

Os produtos químicos serão recebidos pela empresa fornecedora diretamente à área externa a Docas para a embarcação atracada. Não está previsto o armazenamento de produtos químicos nas instalações do P-RIO.

#### *II.2.4.21.2.2.1.9 - Localização dos Centros Administrativos*

As áreas gerencial, técnica e administrativa para suporte às operações portuárias, estão sediadas na Avenida Rodrigues alves nº 10, Centro - Rio de Janeiro/RJ.

Para viabilizar toda a operação no P-RIO, a PETROBRAS possui um efetivo de profissionais próprios e contratados, distribuídos em regime de trabalho de turno, sobreaviso e administrativo.

#### *II.2.4.21.2.2.2 - Porto de Santos*

O Porto de Santos, localizado no município de Santos/SP, estende-se pelo estuário delimitado pelas Ilhas de São Vicente e Santo Amaro no estado de São Paulo (**Figura II.2.4.21.2.2.2-1**). A Companhia Docas do Estado de São Paulo - CODESP, é responsável pela administração do porto, cujo endereço comercial é: Avenida Conselheiro Rodrigues Alves, s/nº, Macuco, Santos, SP, CEP: 11015-900.





Fonte: <http://www.terminalembraport.com.br/por/o-setor/o-porto-de-santos>

**Figura II.2.4.21.2.2.2-1 - Vista aérea do Porto de Santos.**

O porto possui um cais acostável com 11.042 m de extensão e profundidade variável entre 6,6 m e 13,5 m; possui também um cais para fins especiais de 521 m e profundidade mínima de 5 m, além de um cais de uso privativo com 1.883 m e profundidades de 5 a 11 m. A infraestrutura de armazenagem e estocagem do porto é composta por 500.000 m<sup>2</sup> de armazéns cobertos, 980.000 m<sup>2</sup> de pátios, 585.000 m<sup>3</sup> de tanques, assistida pela infraestrutura de transporte com dutos (55 km) e linhas férreas internas (200 km) (ANTAQ, 2012).

O porto dispõe de armazéns especiais para estocagem de granéis sólidos, açúcar, soja, farelos, trigo, fertilizantes, sal e tanques de produtos químicos e combustíveis, abrigados em terminais de uso privativo. O fornecimento próprio de energia elétrica feito pela Usina Hidrelétrica de Itatinga, garante ao Porto de Santos um funcionamento contínuo de 24 h/d, inclusive nos fins de semana e feriados. Dessa forma, os cais, os pátios e os armazéns são dotados de iluminação, além do terminal de contêineres e de alguns pátios que podem abrigar contêineres frigoríficos.

#### *II.2.4.21.2.2.2.1 - Acesso Rodoviário*

O sistema Anchieta-Imigrantes (ECOVIAS/SAI), principal ligação entre a Região Metropolitana de São Paulo e o Porto de Santos, é composto pelas rodovias SP-055 (trecho conhecido como Rodovia Padre Manoel da Nóbrega), SP-160 (Rodovia dos Imigrantes) e SP-248/55 (Rodovia Cônego Domenico Rangoni, também conhecida como Piaçaguera-Guarujá). A ligação com o estado do Rio de Janeiro é realizada pelas rodovias BR-101 (Rodovia Translitorânea / Rodovia Governador Mario Covas, no trecho conhecido como Rio-Santos) e BR-116 (Via Dutra / Rodovia Presidente Dutra).

#### *II.2.4.21.2.2.2.2 - Acesso Ferroviário*

O acesso ferroviário ao Porto de Santos é efetivado por cinco corredores: Vale do Ribeira-Santos, operado pela empresa MRS Logística S.A.; Brasília-Goiânia-Santos, pela Ferrovia Centro Atlântica S.A.; Mato Grosso-Mato Grosso do Sul-Santos, pela FERRONORTE e FERROBAN; Bolívia-Mato Grosso do Sul, pela NOVOESTE e FERROBAN; e Presidente Epitácio-Santos, pela América Latina Logística do Brasil S.A. (PORTO DE SANTOS, 2006).

#### *II.2.4.21.2.2.2.3 - Acesso Hidroviário*

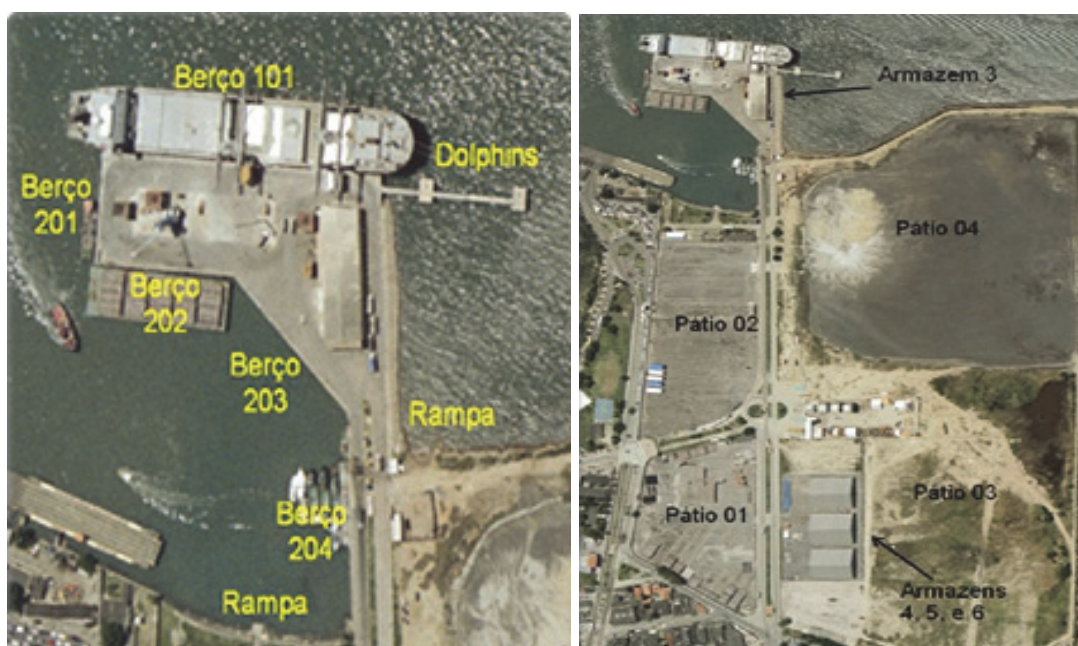
O modal hidroviário também é utilizado no acesso ao Porto de Santos, feito pelas hidrovias Tietê-Paraná e Paraná-Paraguai. No entanto, devido à situação inadequada e insuficiente para a movimentação de grandes cargas até a Baixada Santista, o transporte é complementado pelas ferrovias e rodovias supracitadas.

#### *II.2.4.21.2.2.2.4 - Acesso Dutoviário*

A chegada de granéis líquidos como gasolina, nafta, óleo combustível, diesel e GLP ao Porto de Santos é feita através de dutovias que operam pelo contrato firmado entre a TRANSPETRO e os Carregadores.

#### II.2.4.21.2.2.3 - Porto de São Sebastião

Localizado no litoral norte do estado de São Paulo, o Porto de São Sebastião (**Figura II.2.4.21.2.2.3-1**) possui seu canal de acesso entre a cidade de São Sebastião e Ilhabela, a 200 km da cidade de São Paulo. A gestão deste porto público está sob responsabilidade da Companhia de Docas de São Sebastião, vinculada à Secretaria de Estado de São Paulo. O endereço comercial é: Avenida Doutor Altino Arantes, nº 410, Centro, São Sebastião, SP, CEP: 11600-000.



Fonte: <http://www.portodesaosebastiao.com.br/pt-br/caracteristicas.asp>

**Figura II.2.4.21.2.2.3-1** - Vista aérea das instalações de atracação e de armazenagem do Porto de São Sebastião.

As principais instalações portuárias são: cais, píer de atracação com quatro berços, cujo principal possui 150 m de comprimento e 8,2 m de profundidade e os outros três, destinados a embarcações de apoio, possuem extensão total de 212 m, quatro armazéns com 7.131 m<sup>2</sup> e dois pátios com 63.700 m<sup>2</sup>.

O porto ainda abriga o Terminal Marítimo Almirante Barroso - TEBAR, de uso privativo da TRANSPETRO, empresa subsidiária da PETROBRAS (**Figura II.2.4.21.2.2.3-2**). No TEBAR, estão instalados dois píeres com quatro berços com

extensão de 905 m e profundidade que varia entre 14 e 26 m, e 43 tanques para armazenagem de graneis líquidos, como petróleo, óleo combustível, nafta, entre outros.



Fonte: <http://www.portogente.com.br/portosdobrasil/texto.php?cod=7&txt=3732>

**Figura II.2.4.21.2.2.3-2 - Vista aérea do Terminal Marítimo Almirante Barroso.**

Os principais produtos de importação em movimentação no porto são: produtos agrícolas, como malte, cevada e trigo; produtos siderúrgicos, máquinas e equipamentos; sulfato de sódio; bobinas de fios de aço e barrilha. Quanto às exportações, se destacam veículos, peças, máquinas e equipamentos, virtualhas e produtos siderúrgicos, dentre outros.

#### **II.2.4.21.2.2.3.1 - Acesso Rodoviário**

Os principais acessos ao porto, a partir de cidades paulistas, são feitos através das rodovias SP-055 (trecho conhecido como Rodovia Dr. Manuel Hipólito Rego), SP-098 (Rodovia Dom Paulo Rolim Loureiro), SP-099 (Rodovia dos

Tamoios), SP-070 (Rodovias Ayrton Senna e Governador Carvalho Pinto) e SP-065 (Rodovia Dom Pedro I).

Já a ligação com o estado do Rio de Janeiro é realizada pelas rodovias BR-116 (Via Dutra / Rodovia Presidente Dutra) e BR-101 (Rodovia Translitorânea / Rodovia Governador Mario Covas, no trecho conhecido como Rio-Santos).

#### *II.2.4.21.2.2.3.2 - Acesso Marítimo*

O acesso ao porto pode ser realizado por duas barras de entrada. A barra ao norte, indicada pelo Farol da Ponta das Canas, possui 550 m de largura e 18 m de profundidade. A barra ao sul, situada no sudoeste da Ilha de São Sebastião, é demarcada pelo Farol das Selas e possui 300 m de largura e 25 m de profundidade. Os canais de acesso possuem uma extensão total de 22,8 km.

#### *II.2.4.21.2.2.4 - Porto de Angra dos Reis*

O Porto de Angra dos Reis é administrado pelo arrendatário Terminal Portuário de Angra dos Reis S/A - TPAR, sob fiscalização da Companhia Docas do Rio de Janeiro - CDRJ, e está localizado no município de Angra dos Reis, na Baía da Ilha Grande, no litoral sul do estado do Rio de Janeiro.

As instalações do porto são constituídas por um cais acostável em forma de píer, com 400 m de comprimento e uma bacia de evolução com 320 m de largura, dispoendo de dois berços de atracação com profundidade de 10 m e capacidade para receber navios de até 29.000 TPB (tonelada - porte bruto do navio). O Porto de Angra dos Reis dispõe, também, de três armazéns para Carga Geral com 5.475 m<sup>2</sup>, uma área de 150.000 m<sup>2</sup> de pátio a céu aberto, para depósito de carga geral e produtos siderúrgicos, e um silo vertical, para trigo, com 11.000 t de capacidade estática (ANTAQ, 2012).

A **Figura II.2.4.21.2.2.4-1** mostra a vista aérea do Porto de Angra dos Reis.



Fonte: <http://www.antaq.gov.br/Portal/pdf/Portos/2012/AngraReis.pdf>

**Figura II.2.4.21.2.2.4-1 - Vista aérea do Porto de Angra dos Reis**

#### **II.2.4.21.2.2.4.1 - Acesso Rodoviário**

O acesso rodoviário pode ser feito pela rodovia RJ-155, que conecta a BR-101 e BR-494, a 7 km do Porto de Angra dos Reis.

#### **II.2.4.21.2.2.4.2 - Acesso Ferroviário**

O acesso ferroviário ocorre pela Malha Centro - Leste, pela FCA - Ferrovia Centro-Atlântica S.A.

#### **II.2.4.21.2.2.4.3 - Acesso Marítimo**

O porto possui duas barras de entrada marítima: uma a leste e outra a oeste da Ilha Grande, com larguras de 12 km e 17 km, respectivamente.

A primeira tem profundidade de 25 m e a segunda 35 m. Do mesmo modo, existem dois canais de acesso, um denominado “do Sul” e outro “do Norte”, com as seguintes características: Canal do Sul, com comprimento de 8 km, largura de 160 m e profundidade de 12 m; e Canal do Norte, com 11 km de comprimento, largura de 150 m e a mesma profundidade de 12 m.

#### II.2.4.21.2.2.5 - Base de Apoio Portuária de Itaguaí

A PETROBRAS pretende implantar uma Base de Apoio Portuária no município de Itaguaí (RJ), cujo projeto encontra-se em fase de desenvolvimento conceitual. A região estudada possui área disponível para a instalação de fornecedores da PETROBRAS.

Caso a Base de Apoio seja construída, o acesso rodoviário será o Arco Metropolitano do Rio de Janeiro, que vai de Itaboraí a Itaguaí, com extensão de 145 km, conectando as cinco principais rodovias de acesso ao Rio de Janeiro.

A **Figura II.2.4.21.2.2.5-1** apresenta a localização prevista para a instalação da Base Portuária de Itaguaí.



Fonte: PETROBRAS

**Figura II.2.4.21.2.2.5-1** – Imagem do local previsto para instalação da Base Portuária de Itaguaí

#### II.2.4.21.2.3 - Operação de Barcos de Apoio na Bacia de Santos

A Bacia de Santos, conta, atualmente, com uma frota marítima em operações de apoio com aproximadamente 40 embarcações. Estas embarcações prestam serviços de transporte de equipamentos, insumos, abastecimento de água

potável, alimentos, diesel e resíduos, podendo ainda, executar o transporte de pessoal para a plataforma ou para embarcações, ou ainda destas para o continente.

#### **II.2.4.22 - Desativação da Atividade**

Em função do grande número de projetos apresentados neste estudo, a descrição detalhada sobre a desativação de cada empreendimento será elaborada individualmente e apresentada posteriormente para a solicitação das Licenças de Instalação (LI) individuais, em conformidade com a Resolução ANP nº 27/2006, que aprova o Regulamento Técnico que Define os Procedimentos a Serem Adotados na Desativação de Instalações, e com a Portaria da ANP nº 25/2002, que aprova o Regulamento que Trata do Abandono de Poços Perfurados com Vistas à Exploração ou Produção de Petróleo e/ou Gás.

As principais diretrizes para a desativação das atividades estão descritas a seguir e o detalhamento é apresentado na **item II.7.10 - Projeto de Desativação** do presente EIA.

##### **II.2.4.22.1 - SPA e TLDs**

A desmobilização dos FPSOs está prevista para ser realizada ao final de cada SPA e TLD, seguindo os procedimentos descritos a seguir:

- Fase 1: Lavagem do EPR (*Early Production Riser*), no caso do FPWSO *Dynamic Producer*, ou linhas de produção, no caso do FPSO Cidade de São Vicente;
- Fase 2: Despressurização, Drenagem, Lavagem, Inertização e Limpeza das linhas e equipamentos;
- Fase 3: Preservação das linhas da planta de processamento de óleo e gás;
- Fase 4: Desconexão do Sistema de Coleta;
- Fase 5: Abandono temporário do poço de produção;



- Fase 6: Saída do FPSO da Área do TLD ou SPA, seja por propulsão própria (como pode ser feito pelo FPWSO *Dynamic Producer*) ou com o auxílio de rebocadores (no caso do FPSO BW Cidade de São Vicente).

#### II.2.4.22.2 - DPs

A duração prevista para os DPs são de 20 a 27 anos, porém, os FPSOs a serem contratados para tais atividades poderão permanecer na locação por mais tempo, caso seja economicamente viável, dependendo do sucesso dos projetos.

Com a finalização destas atividades, o fechamento dos poços será programado e executado de acordo com os requisitos da ANP e as normas PETROBRAS vigentes à época da desativação.

As alternativas de desativação e remoção considerarão, no mínimo, as seguintes premissas:

- Remoção total do FPSO após o abandono do último poço em produção, em conformidade com a Resolução ANP nº 27/2006, que aprova o Regulamento Técnico que define os procedimentos a serem adotados na Desativação de Instalações;
- Abandono dos poços marítimos, de acordo com a Portaria ANP nº 25/2002 para Abandono de Poços, complementado com requisitos técnicos internos da PETROBRAS, bem como o disposto no Contrato de Concessão.

#### II.2.4.23 - Mão de Obra - Instalação e Operação das Unidades de Operação

O Projeto Etapa 2, acarretará em demanda por mão de obra, principalmente especializada, durante as fases de implantação e operação.

Usualmente as posições de emprego geradas em empreendimentos *offshore* são ocupadas por profissionais com qualificação muito específica, em grande parte contratados por empresas terceirizadas que já participam de atividades similares.

Em caso de novas contratações, a PETROBRAS tem como diretriz orientar as empresas contratadas para priorizar, sempre que possível, a utilização de mão de obra dos municípios que serão utilizados como base de apoio ao empreendimento.

Durante a fase de implantação dos empreendimentos do Projeto ETAPA 2 estima-se que serão necessários 3.640 profissionais no total, considerando-se todos os empreendimentos (1 SPA, 6 TLDs e 13 DPs). Devido às características e peculiaridades técnicas do Projeto ETAPA 2 e o grau de especialização necessário ao desenvolvimento da atividade, dos 3.640 profissionais aproximadamente 15% serão de nível superior, 20% de nível técnico e 65% de ensino médio.

Para a operação de todas as atividades do Projeto ETAPA 2, cerca de 1.769 postos de trabalho serão gerados até 2018, sendo aproximadamente 15% de nível superior, 75% de nível técnico e 10% de nível médio.

Ressalta-se que as atividades do Projeto ETAPA 2 irão gerar novas oportunidades de empregos indiretos em setores diversos, tais como alimentação, habitação, hospedagem, transporte e aquisição de bens e serviços, não sendo possível estimar nesta fase dos estudos a quantidade de empregos indiretos que podem ser gerados pela atividade.

### ***II.2.5 - Alternativas para Redução dos Impactos na Saúde do Trabalhador***

A Portaria Conjunta nº 48, de 04 de março de 2013 revogou a Portaria Conjunta MMA/IBAMA nº 259/2009, de 07 de agosto de 2009, a qual estabelecia a necessidade de apresentação de Programa de Segurança, Meio Ambiente e Saúde – SMS do Trabalhador.

Desse modo, esse programa não mais será apresentado no âmbito do licenciamento ambiental, uma vez que segundo estabelecido na Portaria de 2013,

o licenciamento ambiental já contempla a avaliação de impactos e redução de danos socioambientais.

A PETROBRAS ressalta que busca integrar Segurança, Meio Ambiente e Saúde, consolidando os princípios relacionados a este tema aos processos de planejamento e gestão da Companhia.

Para tal, a Companhia conta com uma equipe multidisciplinar, responsável por avaliar os aspectos de todas as atividades desenvolvidas, buscando identificar oportunidades de melhoria e atendimento à legislação aplicável e aos seus procedimentos.

As operações da empresa são executadas de acordo com procedimentos estabelecidos, utilizando instalações e equipamentos adequados, inspecionados e em condições de assegurar o atendimento às exigências de segurança, meio ambiente e saúde.