

## **II.3 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS**

### **II.3.1 - Aspectos Tecnológicos**

#### *a) Campo de Papa-Terra*

A proposta para o desenvolvimento do Campo de Papa-Terra, presente no estudo de viabilidade técnica e econômica do projeto de exploração da área, objetiva a otimização da produção e o retorno econômico do projeto, considerando os aspectos ambientais. Esta proposta indicou, inicialmente, 13 alternativas possíveis para desenvolvimento da produção, conforme indicado no Quadro II.3.1-1 abaixo:

**Quadro II.3.1-1 - Alternativas estudadas para o desenvolvimento da produção.**

ALTERNATIVA	UEP (Unidade Estacionária de Produção)	POÇOS PRODUTORES (P) E INJETORES (I)	LAMINA D'ÁGUA	CAPACIDADES (BPD)			POÇOS PRÉPERFURADOS	PERFURAÇÃO DO ÚLTIMO POÇO
				LÍQUIDO	INJEÇÃO	ÓLEO		
1	TLP <sup>1</sup> 1 Cretáceo	9 P e 3 I	1140	200.000	100.000	100.000	5	Dez/2013
2	TLP 2 Cretáceo	8 P e 4 I	1285	200.000	155.000	100.000	10	Jun/2013
3	FPSO <sup>2</sup> Eoceno	14 P e 7 I	540	200.000	210.000	100.000	0	Abr/2014
4	FPSO Cretáceo	17 P e 7 I	1200	300.000	245.00	180.000	-	-
	FPSO Eoceno	14 P e 7 I	540	200.000	210.000	100.000	-	-
5	TLP Cretáceo	11 P e 0 I	1240	250.000	0	125.000	5	Jun/2014
	FPSO Cretáceo	6 P e 7 I	1200	150.000	250.000	75.000	0	Abr/2015
6	FPSO Eoceno	14 P e 7 I	540	200.000	210.000	100.000	-	-
7	FPSO 1 Cretáceo	9 P e 3 I	1200	200.000	100.000	100.000	-	-
	FPSO 2 Cretáceo	8 P e 4 I	1200	200.000	150.000	100.000	-	-
	FPSO Eoceno	14 P e 7 I	540	200.000	210.000	100.000	-	-
8	TLP Cretáceo	9 P e 0 I	1240	200.000	0	100.000	5	Jun/2014
	FPSO Cretáceo	8 P e 7 I	1200	200.000	250.000	100.000	0	Abr/2015
9	FPSO Eoceno	14 P e 7 I	540	200.000	210.000	100.000	-	-
10	TLP Cretáceo	9 P e 0 I	1240	200.000	0	100.000	-	-
	FPSO Cretáceo	11 P e 14 I	1200	250.000	400.000	125.000	-	-
	TLP Eoceno	11 P e 0 I	800	200.000	0	100.000	-	-

(continua)

Quadro II.3.1-1 - (conclusão)

ALTERNATIVA	UEP	POÇOS PRODUTORES E INJETORES	LAMINA D'ÁGUA	CAPACIDADES (BPD)			POÇOS PRÉPERFURADOS	PERFURAÇÃO DO ÚLTIMO POÇO
11	TLP Cretáceo e Eoceno	11 P e 0 I	1240	250.000	0	125.000	-	-
	FPSO Cretáceo e Eoceno	20 P e 0 I	800	300.000	0	180.000	-	-
	FSWi <sup>3</sup> Cretáceo e Eoceno	0 P e 14 I	1100	0	460.000	0	-	-
12	TLP Cretáceo e Eoceno	11 P e 0 I	1240	250.000	0	125.000	-	-
	FPSO Cretáceo e Eoceno	10 P e 9 I	1050	400.000	300.000	150.000	-	-
13	TLP Cretáceo e Eoceno	9 P e 0 I	1240	250.000	0	100.000	-	-
	FPSO Afretado Cretáceo e Eoceno	10 P e 9 I	1050	200.000	300.000	100.000	-	-
	FSPO Próprio Cretáceo e Eoceno	10 P e 9 I	1050	200.000	320.000	60.000	-	-

<sup>1</sup>- TLD: Tension Leg Platform

<sup>2</sup>- FPSO: Floating Production Storage and Offloading

<sup>3</sup>- FSWi: UEP de injeção de água no reservatório.

Para que a análise das alternativas alcançasse os objetivos propostos algumas premissas foram consideradas:

- ★ Localização do Campo de Papa-Terra em águas profundas;
- ★ Fundo do mar irregular;
- ★ Óleo pesado (~15º API) e de alta viscosidade (39-150 mPa.s);
- ★ BSW elevado já nos primeiros anos;
- ★ Vazão bruta e carga térmica elevadas;
- ★ Temperaturas elevadas para processamento: 110ºC a 150ºC (risco de operação, necessidade de trocadores grandes e materiais especiais);
- ★ Temperatura de processo e risco de vaporização brusca da água;
- ★ Alto volume de óleo *in place*;
- ★ Alta pressão de saturação (Razão Gás/Óleo – RGO);
- ★ Necessidade de instalação de equipamento dentro da coluna de produção.

A seguir serão listadas as alternativas tecnológicas estudadas, considerando as premissas supracitadas:

- *Elevação Artificial*

Para drenagem dos reservatórios de óleo pesado foram estudados dois tipos de métodos de elevação artificial: utilização de Gás Lift Contínuo e/ou Bombeio Centrífugo Submarino Submerso (BCSS). O Quadro abaixo apresenta a comparação entre os dois métodos de elevação artificial proposto.

**Quadro II.3.1-2 - Vantagens e desvantagens das alternativas de elevação artificial estudadas.**

ALTERNATIVA	VANTAGEM	DESvantAGEM
Gás Lift Contínuo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta confiabilidade.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Baixa taxa de volume de óleo escoado.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Período entre intervenções alto: 7 anos.</li> </ul>	

(continua)

Quadro II.3.1-2 - (conclusão)

ALTERNATIVA	VANTAGEM	DESvantAGEM
Bombeio Centrífugo Submarino Submerso	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta taxa de volume de óleo escoado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Baixa confiabilidade.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Período entre intervenções baixo: 2,5 anos.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta produção de sólidos e areia.</li> </ul>

Devido ao reduzido grau API do Campo de Papa-Terra, torna-se necessária a utilização do Bombeio Centrífugo Submarino Submerso e para que essa alternativa se tornasse confiável, haveria a necessidade de atenuar as desvantagens supracitadas. Para isso foram analisadas as alternativas de utilização de UEP de completção seca do tipo TLP ou SPAR, com o objetivo de reduzir as operações de intervenção offshore.

- Escolha das UEP

O Quadro II.3.1-3 apresenta as vantagens e desvantagens das Unidades de Produção de completção seca consideradas na análise das alternativas.

**Quadro II.3.1-3 - Vantagens e desvantagens da escolha das UEP estudadas.**

ALTERNATIVA	VANTAGEM	DESvantAGEM
TLP ou SPAR	<ul style="list-style-type: none"> <li>Redução do tempo e custo de perfuração e workover.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Primeiro TLP em águas brasileiras (nova tecnologia para a Petrobras).</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Melhor gerenciamento dos reservatórios.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Necessidade de transferir e processar o óleo em outra UEP.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Melhor garantia de escoamento.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Acesso direto vertical ao poço.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta taxa de fluxo de volume.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permite realizar completção seca.</li> </ul>	
TLP ou SPAR	<ul style="list-style-type: none"> <li>Unidade menor sem planta de produção (menor peso).</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Possibilidade de ter o maior número de poços.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Não utiliza o gás lift como contingência.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Redução do número de interligações (cabos, linhas e umbilicais).</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Melhor para o processo (maior temperatura e estabilidade).</li> </ul>	

A operação de instalação dos tendões é uma das etapas críticas da instalação de uma TLP e deve ser realizada por empresa especializada. Além disto, foi necessário realizar diversos estudos geológicos da área onde será instalada a TLP para que o projeto das fundações dos tendões tivesse alta confiabilidade.

A principal vantagem da TLP frente a SPAR é a possibilidade de *deck-mating* (montagem e integração do casco com os módulos de produção, utilidades e casario) em estaleiro. Foi estudada uma forma de casco que possibilite o reboque da unidade pronta para a locação e que tivesse resistência as ondas, para que os tendões não sejam penalizados (fadiga) no futuro.

Considerando à lâmina d'água de quase 1200 m, a solução adotada para utilização de poços de completação seca foi o uso de uma plataforma do tipo TLWP (*Tension Leg Wellhead Platform*), que é uma plataforma flutuante de reduzido movimento de *heave* (movimento vertical). A TLWP, que será denominada de P-61, será a primeira plataforma deste tipo nos campos da Petrobras.

Para processar o óleo produzido pela TLWP, foi considerada a alternativa de utilização de um FPSO (denominado P-63). Além do processamento do óleo, o FPSO também apresenta as vantagens elencadas no Quadro II.3.1-4.

**Quadro II.3.1-4 - Vantagens da utilização do FPSO.**

ALTERNATIVA	VANTAGEM
FPSO	• Possibilidade de antecipação da produção.
	• Boa experiência da empresa com esse tipo de UEP.
	• Projeto de poços mais simples.
	• Maior flexibilidade para drenagem dos reservatórios.
	• Grande capacidade de produção.
	• Grande capacidade de armazenamento.
	• A geração de energia para todo o Campo de Papa-Terra.
	• Todos os poços de injeção ficarão no FPSO.

- *Sistema de Ancoragem do FPSO*

Foram estudadas duas alternativas para a ancoragem do FPSO (P-63); Turret e Spread Mooring. O Quadro II.3.1-5 apresenta a comparação entre essas duas alternativas estudadas.

**Quadro II.3.1-5 - Vantagens e desvantagens das alternativas do Sistema de Ancoragem do FPSO.**

ALTERNATIVA	VANTAGEM	DESVANTAGEM
Turret	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor custo de conversão.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maior custo pela utilização de navios aliviadores com posicionamento dinâmico (DP).</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• A TLWP não pode ser instalada próxima ao FPSO.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Na operação de off loading a distância entre o FPSO e a TLWP, impulsionado pelo trem de descarregamento do navio aliviador, seria muito grande.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• O escoamento dos fluidos pelas linhas de transferência não é praticável para a distância exigida em estudos.</li> </ul>
Spread Mooring	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor custo pela utilização de navios aliviadores convencionais.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maior custo de conversão.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A TLWP pode ser instalada próxima ao FPSO, utilizando uma distância mínima de 300 m.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Poços da TLWP préperfurados usando UEP de perfuração semi-submersível DP utilizando âncoras de segurança exige distância mínima de 600 m.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A análise de risco realizada para as operações de descarga confirmaram os 600 m de distância mínima.</li> </ul>	

Considerando os aspectos de vazão de segurança, custos do sistema de transferência de fluido e os custos de FPSO, o sistema de spread mooring é a melhor alternativa para o Campo de Papa-Terra.

- *Transferência da Produção*

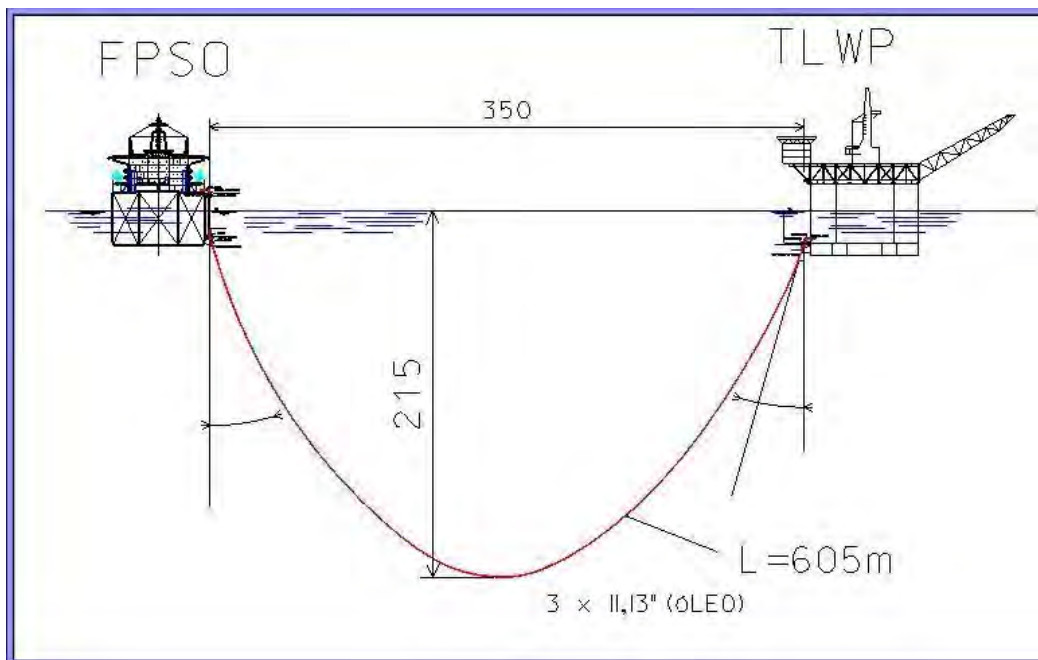
A produção da TLWP (P-61) será escoada por linhas de transferência de fluidos (LTF) em catenária até o FPSO (P-63). Esta tecnologia está sendo

desenvolvida em parceria com empresa especializada. A seguir são listados os princípios básicos desse sistema de escoamento.

- ★ Linha de fluxo com aquecimento elétrico;
- ★ Durante uma falha da BCSS ou desligamento, permanece no interior da linha de fluxo a energia elétrica necessária para aquecer os fluidos.

A Análise de Risco indicou pequeno risco de vazamento de óleo em caso de colisão do navio tanque com as linhas de transferência de fluidos e / ou com a TLWP durante manobra de escape desses navios. A solução proposta para mitigar este risco foi reduzir a distância entre as unidades para 350 metros, pois com essa distância é possível ter risers em catenária livre.

A Figura II.3.1-1 apresenta o desenho esquemático do sistema proposto para escoamento da produção do TLWP para o FPSO.

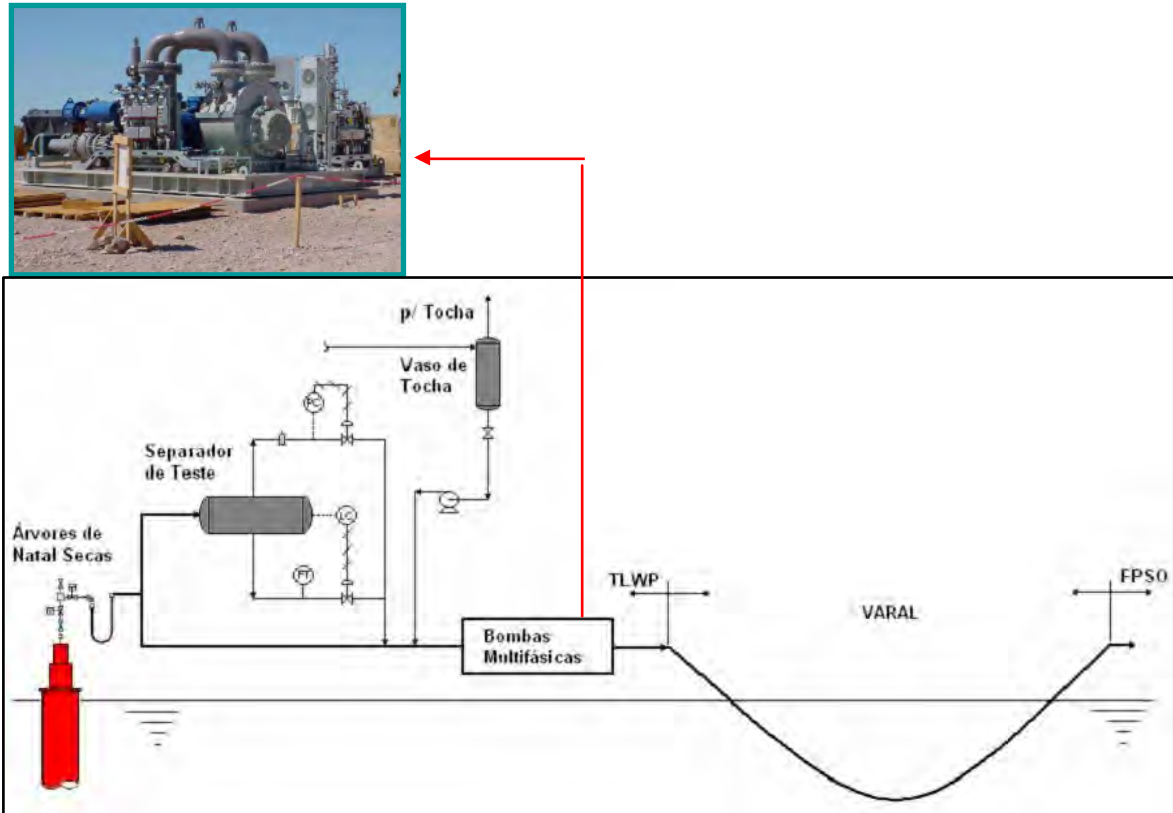


**Figura II.3.1-1 - Sistema de escoamento da produção da TLWP para o FPSO.**

Na TLWP será instalada uma planta de processo simplificada e para a transferência da produção serão utilizadas bombas multifásicas de alta potência.



A Figura II.3.1-2 apresenta o sistema para a transferência da produção da TLWP (P-61) para o FPSO (P-63).



**Figura II.3.1-2 - Esquema de transferência da produção da TLWP para o FPSO.**

- *Poços*

Para o desenvolvimento do Campo de Papa-Terra foram contempladas duas alternativas de poços submarinos: poços de completação seca e poços de completação molhada.

Em função do reduzido grau API observado no óleo dos reservatórios do campo, optou-se pela construção de poços de completação seca de forma a minimizar a trajetória de dutos no fundo marinho e a conseqüente troca de calor. Outro fator determinante para a adoção de poços de completação seca é a necessidade de bombeio centrífugo submerso no interior do poço como método de elevação artificial. Os poços de completação seca possuem os equipamentos de cabeça de poço na superfície, a bordo da plataforma.

No entanto, somente os poços de completação seca não serão suficientes para a exploração dos reservatórios em toda sua extensão. A solução a ser adotada será a perfuração de outros 06 poços produtores de completação molhada que serão interligados à unidade do tipo FPSO, a P-63. Além de receber diretamente a produção dos poços de completação molhada, a P-63 receberá o óleo ainda em regime multifásico da P-61, através de dutos flexíveis instalados em catenária dupla que interligarão as duas plataformas, fará o processamento primário de toda a produção do campo e injetará água no reservatório.

O Quadro II.3.1-6 apresentam vantagens e desvantagens das alternativas para o tipo de Árvore de Natal.

**Quadro II.3.1-6 - Algumas vantagens e desvantagens das alternativas do tipo de Árvore de Natal estudadas.**

ALTERNATIVA	VANTAGEM	DESvantAGEM
Árvore de Natal Molhada (ANM)	• Antecipação da produção.	• Utilização de sonda MODU para operações de workover.
	• Mais flexível para locação dos poços.	
	• Reduz risco para reinício da produção.	
	• Preinstalação de linhas de fluxo para permitir conexão rápida.	
Árvore de Natal Seca (ANS)	• Redução do tempo e custo de workover.	• Maior tempo de perfuração.
	• Reduz risco para reinício da produção.	• Menos flexibilidade para locação de cabeça de poço.
	• Perfuração de maior número de poços.	

- *Aproveitamento do gás excedente*

Foram contempladas duas soluções distintas para aproveitamento do gás excedente no Campo de Papa-Terra: instalação de um gasoduto interligando P-63 a UEP de Pampo ou reinjeção de gás em reservatório para produção futura para consumo. O Quadro II.3.1-7 apresenta as vantagens e desvantagens dessas duas alternativas.

**Quadro II.3.1-7 - Vantagens e desvantagens das alternativas de aproveitamento de gás excedente estudadas.**

ALTERNATIVA	VANTAGEM	DESVANTAGEM
Gasoduto	<ul style="list-style-type: none"> <li>Disponibiliza gás para venda imediata.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Necessidade de grande investimento (Capex).</li> </ul>
Reinjeção em reservatório	<ul style="list-style-type: none"> <li>Não necessita investimentos em gasodutos. Menor investimento inicial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Não disponibiliza o gás para venda.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aproveita o gás para consumo futuro, economizando diesel.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Menos flexibilidade para locação de cabeça de poço.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mais tempo para avaliar o comportamento de produção de gás da área.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se a produção de gás nas áreas próximas aumentar além do previsto poderá ser necessário estudar novamente a rede de escoamento.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Redução das emissões atmosféricas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Necessidade de identificação de um reservatório adequado para injeção de gás.</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Grande demanda de diesel para consumo nas máquinas (pico: no final da vida útil do campo entre 200 a 400 m<sup>3</sup>/dia).</li> </ul>

A alternativa escolhida para aproveitamento do gás excedente do Campo foi a de reinjeção em reservatório adequado.

- Conclusão*

O estudo de viabilidade técnica e econômica concluiu que das treze opções avaliadas, a mais viável seria a alternativa de uma plataforma TLWP (P-61) sem planta de tratamento e um FPSO próprio (P-63). Essa alternativa foi escolhida, pois apresentou Valor Presente Líquido (VPL) mais vantajoso (menos negativo).

- Descrição geral das UEP e dos processos de produção*

A seguir são apresentadas a descrição geral das UEP escolhidas e os processos de produção.

**P-61**

- ★ Dimensionada e equipada para produzir óleo a partir de 13 (treze) poços de completção seca conectados individualmente à unidade, mais 02 (dois) reserva;
- ★ Assistida inicialmente pela sonda de perfuração e completção do tipo *Tender Assisted Drilling* (TAD);
- ★ Após desmobilização da TAD, as atividades de intervenção em poços (*workover*) serão realizadas por sonda dedicada;
- ★ Todos os poços serão equipados com bombas centrífugas submarinas (BCS);
- ★ Bombas multifásicas utilizando energia elétrica a partir do FPSO.

**P-63**

- ★ Dimensionada e equipada para receber e tratar a produção de 06 poços de completção molhada e toda a produção da P-61;
- ★ Utilização de 10 poços injetores horizontais de completção molhada e 01 poço de reinjeção de gás;
- ★ Geração de energia para a planta de produção, BCSS e P-61;
- ★ Entrada reserva para 02 poços produtores e 02 poços injetores.

**b) Campo de Maromba**

A proposta para o desenvolvimento do Campo de Maromba, presente no estudo de viabilidade técnica e econômica do projeto de exploração da área, tem o objetivo de otimizar a produção e possibilitar o retomo econômico do projeto, considerando os aspectos ambientais. Esta proposta indicou, inicialmente, 04 alternativas possíveis para desenvolvimento da produção apresentadas no Quadro II.3.1-8.

**Quadro II.3.1-8 - Alternativas estudadas para desenvolvimento da produção.**

ALTERNATIVA	UEP (Unidade Estacionária de Produção)	POÇOS PRODUTORES	CAPACIDADES (BPD)		TIPO DE ÁRVORE DE NATAL
			Líquido	Óleo	
1	Jaqueta com Planta	8	170.000	90.000	Seca
	FSO (Próprio)				
2	Jaqueta sem Planta	8	170.000	90.000	Seca
	FPSO (Afretado ou próprio)				
3	FPSO (Afretado ou próprio)	8	170.000	90.000	Molhada
4	FPSO MLS (Afretado)	8	170.000	90.000	Molhada

<sup>1</sup> FSO: Floating Storage and Offloading

<sup>2</sup> FPSO: Floating Production Storage and Offloading

<sup>3</sup> As capacidades serão atualizadas depois de finalizados os estudos de otimização da planta de produção.

O Quadro II.3.1-9 apresenta as vantagens e desvantagens das 04 alternativas possíveis para desenvolvimento da produção.

**Quadro II.3.1-9 - Vantagens e desvantagens das alternativas estudadas.**

ALTERNATIVA	VANTAGEM	DESVANTAGEM
<b>Jaqueta com planta e FSO (Próprio)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>UEP (Jaqueta) de propriedade da PETROBRAS.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Custos de investimento maiores (CAPEX).</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>PETROBRAS tem o controle do projeto de Engenharia, com apoio de empresas especializadas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Jaqueta: tempo maior de construção e montagem da planta de processamento.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>PETROBRAS contrata a construção, montagem e opera o sistema.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Necessidade de FSO para armazenamento da produção.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mantém-se o controle sobre as modificações do projeto.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>A jaqueta poderá ter sonda para a intervenção no poço, o que torna o custo de intervenção baixo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Risco de não aproveitamento da planta em outros projetos.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>FSO: tempo de construção e montagem da UEP menor.</li> </ul>	-
	<ul style="list-style-type: none"> <li>UEP (FSO) de propriedade da PETROBRAS.</li> </ul>	-
<b>Jaqueta sem Planta e FPSO (Afretado ou próprio)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Jaqueta: tempo de construção e montagem da UEP menor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>FPSO: tempo de construção e montagem da planta de processamento maior.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Processos mais rápidos para contratação, construção e montagem para FPSO Afretado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Terceirização do projeto, construção, montagem e operação.</li> </ul>

(continua)

Quadro II.3.1-9 - (conclusão)

ALTERNATIVA	VANTAGEM	DESvantAGEM
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Custo de investimento menor (CAPEX).</li> <li>A jaqueta poderá ter sonda para a intervenção no poço, o que torna o custo de intervenção baixo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Elaboração de contratos vinculados ao desempenho da unidade.</li> <li>Necessidade de FPSO com planta de tratamento.</li> </ul>
<b>FPSO (Afretado ou próprio)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Custo de investimento menor.</li> <li>Processos mais rápidos para contratação, construção e montagem.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Terceirização do projeto, construção, montagem e operação.</li> <li>Elaboração de contratos vinculados ao desempenho da unidade.</li> <li>Necessidade de sonda externa para intervenção no poço.</li> </ul>
<b>FPSO MLS (Afretado)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>UEP de propriedade da PETROBRAS.</li> <li>Custos de investimento menores.</li> <li>Tempo de construção e montagem da planta de processamento menor (adequação da planta para o tipo de óleo do Campo de Maromba).</li> <li>Mantém-se o controle sobre as modificações do projeto.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Risco de não aproveitamento da planta em outros projetos</li> <li>Necessidade de sonda externa para intervenção no poço</li> </ul>

- Premissas Básicas*

Para que a análise das alternativas alcançasse os objetivos propostos, algumas premissas foram consideradas:

- ★ Localização do Campo de Maromba em águas rasas;
- ★ Óleo pesado (16<sup>º</sup> API) e de alta viscosidade;
- ★ Alto volume de óleo in place.

A seguir serão listadas as alternativas tecnológicas estudadas, considerando as premissas supracitadas:

- Elevação Artificial*

Para a definição do sistema de elevação artificial, foram realizados os seguintes estudos:

- ★ Estimativa dos diâmetros dos risers e flowlines;
- ★ Análise de parada e reinício de produção;
- ★ Tendência de deposição de parafina;
- ★ Tendência de precipitação de asfaltenos;
- ★ Tendência de formação de hidratos;
- ★ Tendência de precipitação de compostos inorgânicos;
- ★ Análise de Intermittência;
- ★ Análise de reologia das emulsões.

Para drenagem dos reservatórios de óleo pesado foram estudados dois tipos de métodos de elevação artificial: utilização de Gás Lift Contínuo e/ou Bombeio Centrífugo Submarino Submerso (BCSS). O Quadro abaixo apresenta a comparação entre os dois métodos de elevação artificial proposto.

**Quadro II.3.1-10 - Vantagens e desvantagens das alternativas de elevação artificial estudadas.**

ALTERNATIVA	VANTAGEM	DESvantAGEM
Gás Lift Contínuo	• Alta confiabilidade.	• Baixa taxa de volume de óleo escoado.
	• Período entre intervenções alto: 7 anos.	
Bombeio Centrífugo Submarino Submerso	• Alta taxa de volume de óleo escoado.	• Baixa confiabilidade.
		• Período entre intervenções baixo: 2,5 anos.
		• Alta produção de sólidos e areia.

O estudo de viabilidade técnica e econômica indicou para drenagem dos reservatórios de óleo pesado a utilização do Bombeio Centrífugo Submerso Submarino (BCSS) e o método de gás lift como contingência, em caso de falha do conjunto de BCSS.

- *Escolha das UEPs*

O Quadro II.3.1-11 a seguir, apresentam as vantagens e desvantagens da escolha das UEP estudadas.

**Quadro II.3.1-11 - Vantagens e desvantagens da escolha das UEP estudadas.**

ALTERNATIVA	VANTAGEM	DESvantAGEM
Jaqueta sem planta	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução do tempo e custo de perfuração e workover.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não possui capacidade de armazenamento, havendo necessidade de transferir a produção.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Melhor gerenciamento dos reservatórios.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Necessidade de transferir e processar o óleo em outra UEP.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Melhor garantia de escoamento.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acesso direto vertical ao poço.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta taxa de fluxo de volume.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permite realizar completação seca.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução do número de interligações (cabos, linhas e umbilicais).</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Unidade menor sem planta de produção (menor peso).</li> </ul>	
Jaqueta com planta	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução do tempo e custo de perfuração e workover.</li> </ul>	Não possui capacidade de armazenamento, havendo necessidade de transferir a produção.
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Melhor gerenciamento dos reservatórios.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Melhor garantia de escoamento.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acesso direto vertical ao poço.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta taxa de fluxo de volume</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permite realizar completação seca.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução do número de interligações (cabos, linhas e umbilicais).</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Melhor para o processo (maior temperatura e estabilidade).</li> </ul>	
FPSO	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cronograma reduzido para conversão.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Possibilidade de antecipação da produção.</li> </ul>	Maior custo operacional (OPEX) para transferência e escoamento da produção.
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Boa experiência da empresa com esse tipo de UEP.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Projeto de poços mais simples.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maior flexibilidade para drenagem dos reservatórios.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grande capacidade de produção e armazenamento.</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grande área de convés e capacidade para receber peso.</li> </ul>	

A utilização da Jaqueta foi avaliada para as opções com ou sem sonda para operações de perfuração e *workover*.

O estudo de viabilidade técnica e econômica indicou a melhor alternativa a utilização de um FPSO. Para isso foram analisadas três opções: FPSO próprio,



FPSO afretado e o reaproveitamento do FPSO Marlim Sul.

Para este projeto será utilizado FPSO próprio, denominado de Campo de Maromba, dimensionado e equipado para produzir óleo a partir de 8 (oito) poços produtores de completação molhada.

- *Sistema de Ancoragem do FPSO*

O Quadro II.3.1-12 apresenta as vantagens e desvantagens das alternativas do sistema de ancoragem do FPSO.

**Quadro II.3.1-12 - Vantagens e desvantagens das alternativas do sistema de ancoragem do FPSO.**

ALTERNATIVA	VANTAGEM	DESvantAGEM
Turret	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor custo de conversão.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maior custo pela utilização de navios aliviadores com posicionamento dinâmico (DP).</li> </ul>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Distância exigida para escoamento dos fluidos é maior.</li> </ul>
Spread Mooring	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor custo pela utilização de navios aliviadores convencionais.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maior custo de conversão.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Distância exigida para escoamento dos fluidos é menor.</li> </ul>	

Ainda não há definição do sistema de ancoragem do FPSO a ser instalado no Campo de Maromba.

- *Sistema de Exportação de Óleo e Gás*

A exportação do óleo será realizada através de navios aliviadores.

Em relação ao gás excedente produzido no Campo de Maromba, foram contempladas três alternativas para o seu aproveitamento:

- ★ Reinjeção em reservatório para produção futura para consumo;
- ★ Exportação através de gasoduto interligando o FPSO do Campo de Maromba ao gasoduto da rota Tupi-NE/Iracema/Cabiúnas;
- ★ Restrição na produção.

No Quadro II.3.1-13 são apresentadas as vantagens e desvantagens de aproveitamento de gás excedente.

**Quadro II.3.1-13 - Vantagens e desvantagens das alternativas de aproveitamento de gás excedente estudadas.**

ALTERNATIVA	VANTAGEM	DESVANTAGEM
Gasoduto	<ul style="list-style-type: none"> <li>Disponibiliza gás para venda imediata.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Necessidade de grande investimento (Capex).</li> </ul>
Reinjeção em reservatório	<ul style="list-style-type: none"> <li>Não necessita investimentos em gasodutos. Menor investimento inicial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Não disponibiliza o gás para venda.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aproveita o gás para consumo futuro, economizando diesel.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Menos flexibilidade para locação de cabeça de poço.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mais tempo para avaliar o comportamento de produção de gás da área.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se a produção de gás nas áreas próximas aumentar além do previsto poderá ser necessário estudar novamente a rede de escoamento.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Redução das emissões atmosféricas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Investimento em poços e sistema de injeção de gás para armazenamento.</li> </ul>
Restrição na produção	<ul style="list-style-type: none"> <li>Menor investimento inicial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Necessidade de identificação de um reservatório adequado para injeção de gás.</li> <li>Não há reaproveitamento do gás para consumo futuro, pois não haverá armazenamento e não disponibiliza o gás para venda.</li> </ul>

A alternativa escolhida para aproveitamento do gás excedente do Campo foi a de reinjeção em reservatório adequado.

- Conclusão**

O estudo de viabilidade técnica e econômica indicou a utilização do FPSO dimensionado e equipado para produzir óleo a partir de 8 (oito) poços produtores de completação molhada, utilizando o bombeio centrífugo submerso submarino (BCSS) como método de elevação artificial, o escoamento de óleo através de navios aliviadores e a reinjeção do gás excedente no reservatório.

### ***II.3.2 - Aspectos Locacionais***

As alternativas locacionais para instalação das UEP P-61, P-63 e do FPSO do Campo de Maromba foram norteadas, principalmente, em função das estruturas geológicas existentes no local, que permitiram a formação e acumulação de hidrocarbonetos, cujos resultados de pesquisa culminaram com a descoberta do campo.

Analisando a disposição dos poços, o tipo de solo, a pressão e temperatura do reservatório, o grau API do óleo, determinou-se o arranjo submarino e a seleção de equipamentos. A localização das UEP foi definida a partir dos estudos de delimitação dos reservatórios em foco. De modo geral, neste tipo de empreendimento a alternativa locacional prioritária é a instalação das UEP o mais próximo possível do poço produtor, embora seja possível a produção à distância, necessitando, neste caso, de uma malha extensa de dutos interligando a boca dos poços até a plataforma.

A hipótese da não implantação de uma destas alternativas consideradas induziria automaticamente a não implantação do empreendimento.