

II.2 – CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1 – Apresentação

A) Objetivos da Atividade

A atividade do Piloto do Sistema de Produção e Escoamento de Óleo e Gás na Área de Tupi será realizada na Área de Avaliação do BRSA-369A-RJS, localizada no Bloco BM-S-11, Bacia de Santos, atualmente denominada de Área de Tupi.

A Área de Tupi está localizada no Bloco BM-S-11, na porção central da Bacia de Santos, na direção do litoral do estado do Rio de Janeiro, a cerca de 280 km da costa, em lâmina d'água em torno de 2.200 metros.

O Piloto de Tupi tem como principal objetivo avaliar o comportamento da produção em longo tempo em reservatórios carbonáticos de origem microbial e bioclásticos. Ambos os reservatórios situam-se abaixo de uma espessa camada de sal, devido a isto, estes reservatórios passaram a ser denominados reservatórios do Pré-Sal.

Alguns dos objetivos específicos do Piloto de Tupi são:

- Avaliar a comunicação hidráulica lateral e vertical no reservatório;
- Avaliar o desempenho da injeção de água, chave para o desenvolvimento do reservatório;
- Avaliar o desempenho da injeção de gás, que pode constituir um método de recuperação opcional para a injeção de água;
- Investigar o comportamento da pressão do reservatório, em blocos definidos por falhas cujo grau de isolamento não é conhecido;
- Avaliar o desempenho, em longo tempo, de um poço horizontal, um poço direcional e poços verticais;
- Avaliar o escoamento submarino do óleo parafínico através de linhas flexíveis com isolamento térmico;

Através do Piloto de Tupi será possível ajustar a modelagem geológica e de fluxo e planejar com mais confiabilidade – e com isso antecipar – o desenvolvimento definitivo da Área de Tupi.

B) Cronograma preliminar da atividade

Tabela II.2.1.B-1 – Cronograma do Projeto Piloto de Produção e Escoamento de Óleo e Gás na Área de Tupi

Etapas	2009												2010												2011												2012													
	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	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D		
Instalação do FPSO Cidade de Angra dos Reis																																																		
Lançamento do duto																																																		
Comissionamento do gasoduto TUPI-PMXL-1																																																		
Interligação do Gasoduto ao FPSO																																																		
Interligação do poço P1																																																		
Interligação do poço P2																																																		
Interligação do poço P3																																																		
Interligação do poço P4																																																		
Interligação do poço P5																																																		
Interligação do poço P6																																																		
Interligação do poço I1																																																		
Interligação do poço I2																																																		
Início da Produção																																																		

C) Localização e Limites do Bloco

A Área de Tupi está localizada no Bloco BM-S-11, na porção central da Bacia de Santos, na direção do litoral do estado do Rio de Janeiro, a cerca de 280 km da costa, em lâmina d'água em torno de 2.200 metros.

As coordenadas do Bloco BM-S-11 estão apresentadas na **Tabela II.2.1.C-1**, e a localização dos poços onde será realizado o Piloto de Tupi na **Tabela II.2.1.D-1** e representada no **Mapa II.2.1-1 – Mapa de localização**, apresentado no final desta seção.

Tabela II.2.1.C-1 - Coordenadas do Bloco BMS-11 (Datum SAD-69)

VerticeVértice	Latitude	Longitude
V1	25 ° 05' 00" W	43° 03' 45 " S
V2	25 ° 05' 00" W	42° 48' 45 " S
V3	25 ° 07' 30 00" W	42° 48' 45 " S
V4	25 ° 07' 30 00" W	42° 45' 00 " S
V5	25 ° 12' 30 00" W	42° 45' 00 " S
V6	25 ° 12' 30 00" W	42° 41' 15 " S
V7	25 ° 15' 00 00" W	42° 41' 15 " S
V8	25 ° 15 ° 00 00" W	42° 37' 30 " S
V9	25 ° 17' 30 00" W	42° 37' 30 " S
V10	25 ° 17' 30 00" W	42° 33' 45 " S
V11	25 ° 22' 30 00" W	42° 33' 45 " S
V12	25 ° 22' 30 00" W	42° 37' 30 " S
V13	25 ° 25' 00 00" W	42° 37' 30 " S
V14	25 ° 25' 00 00" W	42° 41' 15 " S
V15	25 ° 32' 30 00" W	42° 41' 15 " S
V16	25 ° 32' 30 00" W	42° 45' 00 " S
V17	25 ° 37' 30 00" W	42° 45' 00 " S
V18	25 ° 37' 30 00" W	42° 48' 45 " S
V19	25 ° 40' 00 00" W	42° 48' 45 " S
V20	25 ° 40' 00 00" W	43° 00' 00 " S
V21	25 ° 35'00 00" W	43° 00' 00 " S
V22	25 ° 35' 00 00" W	43° 03' 45 " S
V23	25 ° 32' 30 00" W	43° 03' 45 " S
V24	25 ° 32' 30 00" W	43° 00' 00 " S
V25	25 ° 20' 00 00" W	43° 00' 00 " S
V26	25 ° 20' 00 00" W	42° 56' 15 " S
V27	25 ° 12' 30 00" W	42° 56' 15 " S
V28	25 ° 12' 30 00" W	43° 00' 00 " S
V29	25 ° 10' 00 00" W	43° 00' 00 " S
V30	25 ° 10' 00 00" W	43° 03' 45 " S
V31	25 ° 05' 00 00" W	43° 03' 45 " S

D) Poços que serão interligados ao FPSO

O Projeto Piloto de Tupi é composto por em 8 poços, dos quais 5 poços serão produtores (P1, P3, P4H, P5 e P6), dois poços serão injetores de água (I1 e I2) e um poço será injetor de gás (P2 (IG1)). O poço P2 deverá inicialmente ser completado para injeção do gás produzido. Este poço injetor tem como objetivo avaliar a real injetividade dos poços. Trata-se de um método de recuperação secundária alternativo para o caso de insucesso da injeção de água e também serve de contingência para eventuais interrupções do escoamento pelo gasoduto de exportação.

Devido ao fato do projeto ainda se encontrar na etapa de avaliação das descobertas, além dos 8 poços citados para serem avaliados, foram identificados mais 9 poços que poderão ser utilizados, dependendo dos resultados da avaliação da produção na Área de Tupi, que são RJS-646, P7, P8, P9, P10, I3, I4, I5 e IG2, chamados de poços de contingência.

A **Tabela II.2.1.D-1** apresenta as informações referentes aos poços que serão testados no Piloto de Tupi.

Tabela II.2.1.D-1 – Informações sobre os poços onde será realizado o Piloto de Produção e Escoamento da Área de Tupi.

Poço	Coordenadas (SAD 69)		Lâmina d'água (m)	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo (m)		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
	Latitude	Longitude					Inicial (m)	Final (m)		
P1	25°32'42,6"S	42°48'18,9"W	2.150	1	36"	30"	2.125	2.241	0	Surgência natural Gas Lift como contingência
				2	26"	20"	2.241	2.850	0	
				3	17 ½"	13 ⅝"	2.850	3.910	0	
				4	12 ¼"	9 ⅝"	3.910	4.895	0	
				5	8 ½"	7"	4.895	5.400	0	
P2 (ou IG1)	25°32'05,2"S	42°47'06,8"W	2.145	1	36"	30"	2.236	2.321	0	Injetor de gás
				2	26"	20"	2.890	2.890	0	
				3	14 ¾"	10 ¾"	2.890	4.776	0	
				4	8 ½"	7"	4.776	5.133	0	
P3	25°30'38,4"S	42°51'16,4"W	2.130	1	36"	30"	2.122	2.207	0	Surgência natural Gas Lift como contingência
				2	26"	20"	2.207	3.255	0	
				3	14 ¾"	10 ¾"	3.255	4.977	0	
				4	8 ½"	7"	4.977	5.159	0	
P4H	25°33'42,6"S	42°51'31,4"W	2.140	1	36"	30"	2.140	2.225	0	Surgência natural Gas Lift como contingência
				2	26"	20"	2.225	3.415	0	
				3	17 ½"	13 ⅝"	3.415	4.300	0	
				4	14 ¾"	10 ¾"	4.300	5335	80	
				5	8 ½"	7"	5335	6471	85,23	

(Continua)

Conclusão da Tabela II.2.1.D-1

Poço	Coordenadas (SAD 69)		Lâmina d'água (m)	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo (m)		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
	Latitude	Longitude					Inicial (m)	Final (m)		
P5	25°33'38,2"S	42°48'12,9"W	2.150	1	36"	30"	2.175	2.260	0	Surgência natural Gas Lift como contingência
				2	26"	20"	2.260	2.870	0	
				3	14 ¾"	10 ¾"	2.870	4.819	0	
				4	8 ½"	7"	4.819	5.166	0	
P6	25°33'45,6"S	42°48'40,4"W	2.150	1	36"	30"	2.170	2.255	0	Surgência natural Gas Lift como contingência
				2	26"	20"	2.255	2.930	0	
				3	14 ¾"	10 ¾"	2.930	4.960	17,27	
				4	8 ½"	7"	4.960	5.294	17,27	
I1	25°31'01,3"S	42°51'58,1"W	2.130	1	36"	30"	2.124	2.209	0	Injetor de água
				2	26"	20"	2.209	2.960	0	
				3	14 ¾"	10 ¾"	2.960	5.019	0	
				4	8 ½"	7"	5.019	5.206	0	
I2	25°33'20,1"S	42°48'51,8"W	2.170	1	36"	30"	2.146	2.231	0	Injetor de água
				2	26"	20"	2.231	3.130	0	
				3	14 ¾"	10 ¾"	3.130	5.195	30,73	
				4	8 ½"	7"	5.195	5.675	30,73	

E) Localização do FPSO e dos poços

A localização do FPSO Cidade de Angra dos Reis que irá realizar o Piloto de Tupi bem como de todo o arranjo submarino está indicada no **Mapa II.2.1-2**. O FPSO Cidade de Angra dos Reis, que pode ser visto na **Figura II.2.1.E-1**, estará ancorado nas coordenadas: 25° 32' 39.5" S e 42° 50' 23.21" W, na Área de Tupi, no Bloco BM-S-11, na Bacia de Santos, em lâmina d'água de 2.140 m.

A **Tabela II.2.1.D-1**, apresentada anteriormente, mostra as coordenadas dos poços P1, P2 (IG1), P3, P4H, P5, P6, I1 e I2.



Figura II.2.1.E-1 – Navio que está sendo convertido para o FPSO Cidade de Angra dos Reis.

F) Contribuição da Atividade para o Setor Industrial Petrolífero

De acordo com os dados da produção nacional da PETROBRAS, a produção média nacional era de 1.964.470 bpd (barris por dia) em julho de 2008. Fixando-se este volume para efeito comparativo, a produção do Piloto de Tupi, cuja previsão em condições de pico de todos os produtores juntos é da ordem de 90.000 bpd de óleo, representará em torno de 4,6% de todo o petróleo produzido no Brasil.

A **Figura II.2.1.F-1** apresenta, na forma de histograma, os percentuais de produção em relação a produção nacional do mês de julho de 2008 das principais Unidades de Negócios de E&P da PETROBRAS no Brasil. O histograma facilita a visualização e permite comparar o percentual de contribuição das principais Unidades de Negócio com os valores a serem produzidos durante o Piloto de Tupi.

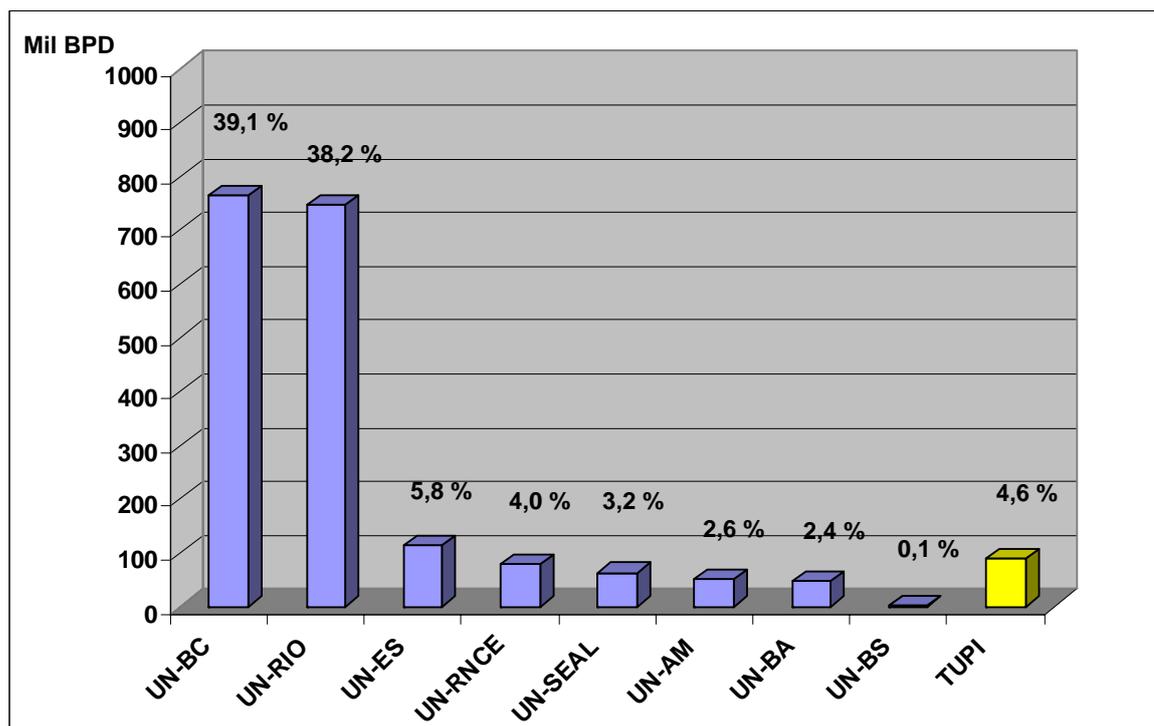


Figura II.2.1.F-1 – Percentuais de produção do mês de julho de 2008 das principais Unidades de Negócios de E&P da PETROBRAS no Brasil, e a estimativa de produção do Piloto de Tupi

UN-BC: Unidade de Negócios de Exploração e Produção da Bacia de Campos;
UN-ES: Unidade de Negócios de Exploração e Produção do Espírito Santo;
UN-RIO: Unidade de Negócios de Exploração e Produção do Rio de Janeiro;
UN-AM: Unidade de Negócios de Exploração e Produção da Amazônia;
UN-RNCE: Unidade de Negócios de Exploração e Produção do Rio Grande do Norte e Ceará;
UN-SEAL: Unidade de Negócios de Exploração e Produção de Sergipe e Alagoas;
UN-BA: Unidade de Negócios de Exploração e Produção da Bahia;
UN-BE: Unidade de Negócios de Exploração e Produção da Bacia de Santos;

II.2.2 – Histórico

A) Histórico de todas as atividades petrolíferas realizadas no bloco

As atividades exploratórias da PETROBRAS, na área do Bloco BM-S-11 localizado na porção central da Bacia de Santos, entre as latitudes 24° 55' / 25° 40' S e longitude 42° 30' / 43° 03' W, se iniciaram na década de 70, com aquisição de 572 km de sísmica 2D. Em 2000 a PETROBRAS, a BG e a PETROGAL firmaram um consórcio e assinaram contrato de concessão junto a Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis (ANP) do Bloco BM-S-11 ficando a PETROBRAS como operadora do consórcio.

Entre 2001 e 2002, o consórcio adquiriu 5.230 km² de dados sísmicos obtidos através de dados geofísicos especulativos realizados pela Veritas do Brasil LTDA,

O primeiro poço perfurado no Bloco BM-S-11, o RJS-628, concluído em 13/08/2006, teve como objetivo testar os carbonatos da seção SAG/Alagoas da Formação Guaratiba (Aptiano). A seção SAG/Alagoas apresentou reservatórios portadores de hidrocarbonetos nos reservatórios carbonáticos de origem microbial. Uma segunda zona de interesse foi constatada nos carbonatos bioclásticos (coquinas) da seção Jiquiá Superior. Ambos os reservatórios situam-se abaixo de uma espessa camada de sal que ocorre regionalmente nesta porção da bacia. Por isso, estes reservatórios passaram a ser denominados reservatórios do Pré-Sal.

Os resultados obtidos levaram à proposição para a Agência Nacional de Petróleo (ANP) de um plano de Avaliação (PA–RJS-628-A) que compreende uma área retida de 1.974 km², correspondendo a 37,8% da área original do Bloco.

Em cumprimento a este Plano de Avaliação foi proposta a perfuração de um poço de extensão a 10 km ao sul do poço descobridor. Este poço de extensão (RJS-646), foi concluído em 24/07/2007 e confirmou as expectativas geológicas apresentando reservatórios com óleo. Neste poço foi efetuado um teste de formação, apresentando resultados superiores aos obtidos no pioneiro, com óleo de 27 graus API.

A Área de Tupi está localizada na Área de Avaliação do BRSA-369A-RJS no Bloco BM-S-11, na Bacia de Santos, na direção do litoral do estado do Rio de Janeiro, a cerca de 280 km da costa, em lâmina d'água em torno de 2.200 metros (Mapa II.2-1).

B) Relato Sumário do Projeto

A proposta do Piloto do Sistema de Produção e Escoamento de Óleo e Gás da Área de Tupi foi idealizada com o principal objetivo de avaliar o comportamento da produção em longo tempo e para auxiliar na definição dos projetos de desenvolvimento definitivos da produção da Área de Tupi e nos estudos de desenvolvimento da tecnologia de produção para as acumulações do Pré-Sal da Bacia de Santos.

O procedimento de implantar um Piloto de Tupi antes de partir para o desenvolvimento definitivo tem sido praxe na Petrobras, e uma das principais razões para o sucesso dos projetos em águas profundas. Vários campos tiveram projetos pilotos de grande escala para coleta de informações, entre eles Marlim, Barracuda, Caratinga e Jubarte. Todos eles tiveram seus sistemas definitivos otimizados a partir dos dados da produção antecipada.

O Piloto de Tupi foi elaborado com base nas melhores práticas de segurança, meio ambiente e saúde, segundo as diretrizes do Sistema de Gestão implementado na PETROBRAS. O planejamento deste projeto considerou em vários aspectos as questões ambientais relacionadas a um Projeto Piloto de Produção e Escoamento de Óleo e Gás. Para tanto, já na etapa de licitação da UEP, estipulou-se que o FPSO deveria apresentar características para atendimento aos requisitos ambientais legais para o adequado controle da poluição ambiental.

O Projeto das Instalações Marítimas foi elaborado em consonância com um documento básico de segurança (Especificação técnica - Filosofia de Segurança para instalações marítimas de produção), desenvolvido no segmento E&P-Petrobras, que consolida a experiência da empresa adquirida neste segmento, assim como a experiência do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello (CENPES) e as orientações corporativas estabelecidas pela Companhia.

Além disso, o Piloto de Tupi foi balizado em estudos de Análise de Riscos Ambientais (apresentado no capítulo II.8 – Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais, deste estudo) com objetivo de identificar cenários de risco, tanto tecnológicos quanto ambientais.

O Piloto de Tupi será realizado em 8 poços, dos quais 5 poços serão produtores, 2 injetores de água e 1 injetor de gás. A vazão de produção esperada é de aproximadamente 90.000 bpd (14.300 m³/d) de óleo e 3.823 m³/d de gás.

Na concepção do projeto a escolha do tipo de unidade de produção foi realizada, em função de fatores tais como, a lâmina d'água e número de poços produtores e, aspectos de segurança e operacionais que repercutem no menor potencial de interação física com o meio ambiente e confere maior confiabilidade operacional. Foram ainda considerados os aspectos operacionais relativos ao posicionamento do FPSO, definido em função das características do reservatório e considerando a estabilidade do fundo marinho.

Considerando o conhecimento da PETROBRAS adquirido na produção em águas profundas e a variável econômica, optou-se pela utilização de uma Unidade Estacionária de Produção (UEP) do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*) com capacidade de processamento de 100.000 bpd de óleo e 5,0 MM m³/d de compressão de gás.

O FPSO Cidade de Angra dos Reis possuirá vários sistemas cujo objetivo é promover a segurança da unidade bem como garantir a preservação ambiental, tais como: sistema de coleta, tratamento e descarte de efluentes, sistema de detecção de incêndio e gás, sistema de combate a incêndio, segurança e controle do processo, sistemas de medição e monitoramento, sistemas de manutenção, etc.

Todos os resíduos oleosos provenientes das diversas operações do FPSO serão encaminhados para tanques de *slop*, o qual passará por tratamento, sendo o óleo resultante encaminhado para os tanques de armazenamento, não representando, portanto, um rejeito do processo. Quanto às especificações dos efluentes oleosos, estes só serão descartados no mar se o teor de óleo na água for inferior a 29 ppm e a temperatura abaixo de 40°C, conforme a legislação vigente (CONAMA 393/07). Esses parâmetros serão monitorados a partir de um sensor de TOG a fim de manter os valores determinados para descarte.

O FPSO possuirá uma unidade de tratamento de esgotos sanitários, que atenderá a legislação vigente.

Quanto às emissões atmosféricas, o queimador presente no sistema de *flare* será projetado para garantir baixas emissões de NOx.

A operação das instalações será feita com base em procedimentos padronizados, constantes no Sistema Integrado de Padronização de E&P

(SINPEP), disponível em meio eletrônico. O mesmo se aplica à inspeção e manutenção das instalações.

No que se refere ao sistema de coleta de produção, este será composto por linhas de escoamento e umbilicais eletro-hidráulicos. As linhas flexíveis possuirão revestimento externo de polietileno, a fim de prevenir a corrosão e garantir o isolamento térmico.

Todas as linhas de coleta e o duto de exportação de gás possuirão válvulas de emergência (ESDVs) acionadas pelos umbilicais de controle. Com o objetivo de manter a integridade do arranjo submarino, os mesmos passarão por inspeções periódicas, tais como: inspeção submarina externa, inspeção interna por pig instrumentado e monitoração de corrosão interna.

Na elaboração do arranjo submarino, o traçado e a posição da unidade foram cuidadosamente estudados de forma a minimizar o comprimento das linhas e o escoamento descendente, bem como evitar pontos ambientalmente sensíveis e permitir maior agilidade e facilidade no lançamento.

Na definição do posicionamento dos equipamentos a serem instalados no leito oceânico (linhas de produção e escoamento, unidade de produção, manifolds, etc.), os riscos de interação com outras instalações submarinas também foram avaliados. Para isso, usou-se como base o banco de dados chamado Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO) da PETROBRAS. Neste, estão registrados 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.

O escoamento do gás produzido será realizado por meio de um gasoduto de 18" com aproximadamente 216 km de extensão interligando o FPSO Cidade de Angra dos Reis a Plataforma de Mexilhão (PMLX-1) - Gasoduto TUPI-PMXL-1 - partir daí o gás escoará pelo gasoduto que interliga a PMLX-1 a Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), no município de Caraguatatuba, onde será tratado. Ressalta-se que gasoduto que interliga a PMLX-1 a UTGCA, faz parte do processo de licenciamento do Projeto Mexilhão.

O escoamento via Plataforma de Mexilhão (PMXL-1) foi a alternativa com indicadores econômicos mais favoráveis, e também a que melhor atendeu à data prevista para o primeiro gás do projeto, uma vez que o projeto Mexilhão em implantação já prevê a instalação de um gasoduto e de uma unidade de tratamento de gás em Caraguatatuba, capaz de receber a produção de outras

áreas da Bacia de Santos. Após o processamento o gás será interligado a malha de distribuição através do gasoduto GASTAU. Outro aspecto favorável a essa opção, é que a Plataforma de Mexilhão (PMXL-1) é o ponto mais próximo da Área de Tupi. Ressalta-se que o gás escoado não entrará no processo da plataforma de Mexilhão, seguindo diretamente para terra através do gasoduto de 34 “do projeto de Mexilhão (PMXL-1 – UTGCA).

O óleo produzido será processado no FPSO e estocado em seus tanques. Periodicamente o óleo estocado será enviado para navios aliviadores em operações de “*offloading*”.

O Piloto de Tupi terá uma duração de dois anos, com previsão de iniciar a produção em dezembro de 2010. Conforme o resultado obtido, o Piloto de Tupi deverá se tornar o Módulo 1 do Projeto Definitivo do Plano de Desenvolvimento da Área de Tupi. Este Módulo poderá operar por até 20 anos, com a interligação de até 16 poços e a adequação das plantas de processo e facilidades de forma a atender as necessidades decorrentes das informações geradas no Piloto de Tupi.

Com relação à contratação de serviços de terceiros, faz parte do contrato de afretamento do FPSO Cidade de Angra dos Reis um anexo relativo às instruções de segurança, meio ambiente e saúde (SMS) que obriga o afretado e o operador da unidade a cumprir integralmente os regulamentos e instruções de SMS da PETROBRAS, incluindo os requisitos legais nacionais.

Ressalta-se que a UN-BS possui implementado um procedimento para o levantamento dos aspectos e impactos para todas as suas atividades, com foco nas questões relacionadas à Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS), cujo objetivo é promover a melhoria contínua das atividades desenvolvidas na Área de Tupi.

II.2.3 – Justificativas

A) Aspectos Técnicos

O Piloto de Tupi é considerado um projeto estratégico da PETROBRAS que visa a coleta de informações de um reservatório localizado numa fronteira completamente nova, tanto em termos de geo-engenharia como em termos de desafios tecnológicos.

A fase de obtenção de informações dinâmicas, com poços produtores, é fundamental para definição do planejamento e implantação do projeto de desenvolvimento definitivo da produção da Área de Tupi, bem como a utilização desse conhecimento no futuro para o desenvolvimento de outras áreas com características semelhantes. Esta estratégia foi utilizada com grande sucesso em campos de produção em águas profundas na Bacia de Campos.

O FPSO Cidade de Angra dos Reis dispõe de todos os recursos necessários à execução das atividades programadas, tanto em termos da realização do Piloto de Tupi como de segurança operacional, atendendo aos requisitos nacionais e internacionais e aos padrões estabelecidos.

B) Aspectos Econômicos

A implantação da atividade abrirá oportunidade para a indústria nacional compreendendo desde os fornecedores de materiais até o serviço de vários níveis e especialidades.

Deve-se enfatizar como principal justificativa econômica para implantação da atividade, a expectativa favorável de sucesso na exploração de óleo e gás dos reservatórios do Pré-Sal da Bacia de Santos, cuja experiência deverá ser expandida para outras áreas semelhantes.

Com a produção de óleo e gás oriunda do Piloto de Tupi haverá o aumento de arrecadação de impostos e taxas (ICMS, *Royalties* e Imposto de Renda) a serem arrecadados pelos municípios, estado e o Governo Federal, através 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.

C) Aspectos Sociais

Caso sejam confirmadas as expectativas de sucesso exploratório na região, poderá ocorrer o crescimento significativo da produção nacional de petróleo e gás, propiciando melhorias em termos de desenvolvimento socioeconômico para o país e para os municípios da Área de Influência da atividade.

Convém ressaltar que o pagamento dos *royalties* a estados e municípios, conforme previsto em lei deverá ter sua aplicação voltada para as áreas de saúde, saneamento básico e pavimentação. Esse benefício deverá ser revertido em melhoria na qualidade de vida das populações beneficiadas, uma vez que estas representam áreas de interesse da coletividade.

O incremento na produção de petróleo gera ainda uma maior confiabilidade no atendimento à demanda de derivados de petróleo, cujos reflexos sociais são bastante significativos para o país.

D) Aspectos ambientais

A realização do Piloto de Tupi apresenta os riscos ambientais inerentes a esse tipo de atividade, ressaltando-se que o sistema de produção a ser utilizado nesta atividade é totalmente conhecido e de domínio da PETROBRAS.

A UEP escolhida consiste no FPSO Cidade de Angra dos Reis que está equipado para atender os requisitos das 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.

Com a execução dos procedimentos operacionais e os programas ambientais previstos, a serem implementados para a atividade a ser desenvolvida na Área de Tupi, pretende-se a minimização dos impactos ambientais negativos identificados.

II.2.4 - Descrição Geral da Atividade

A) Descrição Geral do Processo durante o Piloto de Tupi

O Piloto de Tupi que visa conhecer as potencialidades de produção de óleo e gás associado na Área de Tupi envolverá, além do FPSO Cidade de Angra dos Reis, um sistema submarino composto por linhas de fluxo (produção, serviço e umbilicais de controle), equipamentos submarinos, como Árvores de Natal Molhadas (ANM), e um duto de exportação de gás.

O FPSO Cidade de Angra dos Reis estará ancorado numa lâmina d'água de cerca de 2.140 metros e possui capacidade de processamento nominal de 100.000 bpd de óleo e 5,0 MM m³/d de gás. O escoamento do óleo (*offloading*) se dará através de navios aliviadores. O gás produzido será consumido como combustível e *gas lift* na própria unidade e o excedente escoado via o Gasoduto TUPI-PMXL-1.

O óleo e o gás serão produzidos através da coluna de produção, do reservatório até as Árvores de Natal Molhadas, instaladas na cabeça dos poços. A partir deste ponto, estes escoam pelo sistema submarino de linhas (trechos *flowline* e *riser*) até alcançar o FPSO. A descrição de todo o sistema de linhas submarinas será apresentada no **item E** desta seção.

Os poços estarão interligados diretamente ao FPSO através dos *risers* das linhas de produção, das linhas de serviço e dos umbilicais de controle.

O óleo e o gás chegarão ao FPSO e passarão por um processamento primário da produção. Como esses fluidos são constituídos por uma mistura de líquidos e gases, existe a necessidade de um sistema de processamento que permita realizar basicamente os seguintes processos (que se encontram detalhados no **item C**):

- separação do óleo, água e gás;
- tratamento do gás para consumo interno (geração de energia), *gas lift* e escoamento via gasoduto;
- tratamento da água de produção para descarte;
- captação e tratamento da água do mar para o sistema de injeção. e
- transferência do óleo para os navios aliviadores;

B) Descrição dos Processos de Instalação para a Realização do Piloto de Tupi

B.1. Reconhecimento e escolha de locações e as medidas adotadas para a mitigação do risco de instabilidade geológica

Os procedimentos de reconhecimento e escolha de locações, empregados para o lançamento das linhas utilizadas na coleta de óleo e gás e o duto para exportação do gás na Área do Tupi obedecem a diversos critérios.

O primeiro procedimento refere-se à análise do tipo de solo, suas características, propriedades, inclinação (direção e sentido) e relevo com indicação de alteração acentuada de batimetria. Estas análises são importantes para inferir sobre a estabilidade da região, informações que influenciam diretamente na definição do traçado das linhas e na definição dos procedimentos e metodologia de instalação de equipamentos no leito marinho. Estas avaliações referem-se à identificação de obstáculos de natureza geomorfológica ou restrições de natureza geológica ao longo do trajeto das linhas ou em áreas adjacentes à posição de projeto de equipamentos submarinos. Havendo obstáculos que ofereçam risco significativo, são avaliadas novas posições de projeto para os equipamentos, de modo a minimizar o risco de instabilidade geológica buscando suporte geotécnico condizente com a implantação das instalações submarinas.

B.2. Lançamento, amarração e ancoragem das linhas de coleta, principalmente na transposição de regiões morfologicamente acidentadas

Para o lançamento das linhas será utilizada uma embarcação especializada para esta atividade. As possíveis embarcações que poderão executar o lançamento são: LSV (*Laying Support Vessel*) — *Sunrise 2000*, *Seaway Condor*, *Pertinácia* e *Lochnagar*. Estas embarcações estão sob contrato de longa duração com a PETROBRAS e são equipadas com sistema de posicionamento dinâmico, além de sistemas de tensionadores lineares especialmente projetados para suportar as cargas induzidas durante o lançamento das linhas. Outros equipamentos auxiliares estão instalados nestas embarcações para auxiliar nas manobras de convés, como guindastes e guinchos, inspeção submarina (ROV),

medidores de correnteza / ventos e sistemas de posicionamento via satélite / hidroacústico / microondas.

Para as atividades de lançamento, amarração e ancoragem das linhas, será utilizada uma infra-estrutura composta pelo barco de lançamento próprio para essa atividade, além de barcos de mergulho classificados como DSV (*Diver suport Vessel*). Esses barcos de mergulho irão também auxiliar nas atividades de *pull-in* das linhas e nas operações dos barcos de lançamento. As operações de lançamento, amarração e ancoragem das linhas de coleta, já tradicionalmente empregadas, são apresentadas no **item F** deste capítulo.

B.3. Procedimentos de Instalação do Gasoduto de exportação TUPI-PMXL-1

A instalação do trecho submarino do gasoduto de exportação TUPI-PMXL-1 poderá ser executada segundo as etapas básicas citadas a seguir e descritas no **item F** desta seção

- Lançamento do gasoduto;
- Teste hidrostático;
- Interligação do gasoduto;
- Inertização do gasoduto.

B.4. Mitigação dos Riscos de Interação das Linhas

Para a instalação das estruturas submarinas, a PETROBRAS se baseará no chamado Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO), amplamente adotado em suas atividades na Bacia de Campos e estendido para a Bacia de Santos. Trata-se de um banco de dados contendo informações (localização e lâmina d'água) sobre os equipamentos (obstáculos) fixos existentes (submersos ou na superfície).

De modo a mitigar os riscos de interação das estruturas submarinas com outros equipamentos, durante a instalação serão consideradas rotas sem interferências, com base no SGO e na inspeção visual (*track survey*) através de ROV, mantendo ainda afastamento seguro entre tais estruturas.

Após instalação, todos os dados referentes a estes equipamentos e linhas, serão imediatamente inseridos no SGO.

C) Descrição do FPSO Cidade de Angra dos Reis

O desenvolvimento do Piloto de Tupi prevê a utilização de um FPSO que conjugará atividades de processamento primário da produção, de estocagem e transferência de óleo para navios aliviadores, enquanto que o gás será consumido pela unidade na geração de energia e *gas lift*, e o excedente escoado via o Gasoduto TUPI-PMXL-1.

A **Tabela II.2.4.C-1** apresenta as principais características do FPSO Cidade de Angra dos Reis.

Tabela II.2.4.C-1 - Características do FPSO Cidade de Angra dos Reis.

Características	Descrição
Nome	FPSO Cidade de Angra dos Reis
Ancoragem	<i>Spread Mooring System</i>
Comprimento Total	330,00 m
Boca moldada	58,00 m
Pontal (Altura até convés principal)	29,70 m
Borda livre	9,309 m
Peso leve	76.211 t
Calado médio	13,7 m
Altura do <i>Flare</i> (a partir do <i>deck</i>)	80,0 m acima do <i>deck</i> principal
Capacidade total dos tanques de óleo	1.788.228 barris (284,297 m ³)
Guindastes	3 guindastes com capacidades de 20t, 15t e 7,5t.
Sistema de geração de energia	3 turbo-geradores de 24,79 MW a gás e/ou diesel cada; 2 geradores auxiliares a diesel de 1,2 MW cada; 1 moto gerador a diesel de emergência de 1,2 MW
Unidade de Tratamento de Esgotos	Tipo: Hamworthy ST10 Princípio de tratamento: Lodo ativado com sistema de aeração suspensa Capacidade total de: 15,81 m ³ /d
Capacidade de produção	5 poços produtores(produzindo por surgência natural e injeção de gás ou água), 2 poços injetores de água e 1 injetor de gás Capacidade de processar 100.000 bpd de óleo e 5,0 MM m ³ /d de gás e de tratar 14,400 m ³ /d de água produzida
Capacidade de alojamento	100 pessoas
Heliponto	Formato: Circular Dispõe de equipamentos para reabastecimento
Salvatagem	4 Baleeiras com capacidade para 50 pessoas cada. 5 Balsas salva-vidas com capacidade para 25 pessoas cada. 1 Barco resgate com capacidade para 6 pessoas.

Casco

O FPSO Cidade de Angra dos Reis possui fundo singelo. O FPSO está dimensionado 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, além de Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo país de registro.

Visando garantir a vida útil do FPSO, necessária a atividade do Piloto de Tupi, foram 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 foi 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 foi determinada de acordo com os requerimentos e regulamentações e considerou as conexões estruturais, espessura do material, composição dos fluidos e temperatura mínima projetada.

Tanques

A estocagem de óleo no FPSO Cidade de Angra dos Reis pode ser realizada em até 11 tanques, dispostos ao centro da embarcação, que juntos perfazem uma capacidade total de 1.788.228 bbl (284.297 m³), e conta, ainda, com dois tanques de *slop* com capacidade total 79.442 bbl (12.630 m³).

Além dos tanques citados, o FPSO Cidade de Angra dos Reis possui tanques para lastro, tanques para óleo diesel e tanques para água potável, cujas capacidades encontram-se definidas na **Tabela II.2.4.C-2**. A disposição dos Tanques no FPSO Cidade de Angra dos Reis é apresentada na **Planta II.2.4-1 – Planta de Tancagem**

Tabela II.2.4.C-2 - Relação dos tanques do FPSO Cidade de Angra dos Reis.

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade	
		m ³	Barris
Tanques de Óleo			
Tanque de Óleo nº 1 Central	Óleo	33.369	209.891
Tanque de Óleo nº 1 Bombordo	Óleo	25.306	159.175
Tanque de Óleo nº 1 Boreste	Óleo	24.422	153.614
Tanque de Óleo nº 2 Central	Óleo	26.611	167.383
Tanque de Óleo nº 3 Central	Óleo	17.860	112.339
Tanque de Óleo nº 3 Bombordo	Óleo	23.562	148.205
Tanque de Óleo nº 3 Boreste	Óleo	26.441	166.314
Tanque de Óleo nº 4 Central	Óleo	30.402	191.229
Tanque de Óleo nº 5 Central	Óleo	38.761	243.807
Tanque de Óleo nº 5 Bombordo	Óleo	19.352	121.724
Tanque de Óleo nº 5 Boreste	Óleo	18.211	114.547
Capacidade total de armazenamento de óleo		284.297	1.788.228
Tanque de Água Fora de Especificação	Água e Óleo	15.203	95.627
Tanque de Slop Bombordo	Água e Óleo	6.315	39.721
Tanque de Slop Boreste	Água e Óleo	6.315	39.721
Tanques de Água de Lastro			
Tanque de Lastro Bombordo	Água de Lastro	24.223	152.346
Tanque de Lastro Boreste	Água de Lastro	21.259	133.704
Tanques Vazios			
Tanque nº 2 Bombordo	Vazio	21.259	133.704
Tanque nº 4 Boreste	Vazio	24.223	152.346
Tanque de Proa Central	Vazio	10.204	64.176
Tanques de Óleo Combustível/Diesel			
* Tanque de Combustível Bombordo	Óleo Combustível/Diesel	2.752	17.308

(Continua)

(Continuação da Tabela II.2.4.C-2)

* Tanque de Combustível Boreste	Óleo Combustível/Diesel	2.483	15.616
* Tanque Óleo Combustível 1	Sedimentação de Óleo Combustível	58	365
* Tanque de Óleo Combustível 2	Óleo Combustível	36	226
* Tanque de Transbordo de Óleo Combustível Boreste	Óleo Combustível	43	270
Tanque de Óleo Diesel 1	Óleo Diesel	255	1604
Tanque de Óleo Diesel 2	Óleo Diesel	14	88
Tanques de Óleo Lubrificante			
* Poceto de Óleo Lubrificante	Óleo Lubrificante	48,4	304
* Tanque de Óleo Lubrificante 1	Sedimentação de Óleo Lubrificante	49,1	309
* Tanque Óleo Lubrificante 2	Óleo Lubrificante	49,1	309
* Cilindro 1 Boreste	Óleo Lubrificante	81,8	514
* Cilindro 2 Boreste	Óleo Lubrificante	81,8	514
Variados			
Tanque de Efluente Oleoso	Efluente Oleoso	59,2	372
Tanque de Efluente Oleoso Bombordo - Popa	Efluente Oleoso	12,3	77
Tanque de Água Oleosa Bombordo - Proa	Efluente Oleoso	12,3	77
Tanque de Óleo Sujo Bombordo	Efluente Oleoso	42,8	269
Tanque de Óleo Sujo 1 Boreste	Efluente Oleoso	9,6	60
Tanque de Óleo Sujo 2 Boreste	Efluente Oleoso	52,2	328
Borra Oleosa Boreste	Borra Oleosa	7,8	49
Tanque de Borra Sólida	Borra Oleosa	16,2	102
Tubo Central de Popa		17,1	107
Água Doce	Água Doce	174	1094
Tanque de Água Potável Bombordo	Água	140	880

(Continua)

(Conclusão da Tabela II.2.4.C-2)

Tanque de Água destilada 1 Boreste	Água	174	1094
Tanque de Água destilada 2 Boreste	Água	140	880

* Tanques utilizados somente durante a navegação

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

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 de forma a 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 Angra dos Reis também conta com um sistema de limpeza que funcionará a partir de máquinas posicionadas nos tanques de carga. O efluente gerado nestas operações de limpezas será encaminhado aos tanques de *slop*.

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

Sistema de gás inerte (SGI)

O navio tem uma planta para geração e tratamento de gás inerte baseada na obtenção de gás a partir da caldeira. 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 de operação 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 proteger cada tanque de óleo e tanque de *slop* de qualquer sobre-pressão.

Sistemas de Lastro

Durante a transferência de petróleo do FPSO Cidade de Angra dos Reis para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenagem é reduzido, diminuindo-se assim o calado da embarcação. A fim de 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 Angra dos Reis para o Brasil, de forma a reduzir a possibilidade de ocorrer a introdução de espécies exóticas, serão implementadas medidas regidas internacionalmente pelo IMO (*International Maritime Organization*).

Planta de processamento da produção

A planta de processamento da produção possui os recursos necessários para a separação inicial dos fluidos advindos dos poços. A planta é dividida em módulos, posicionados de acordo com a seqüência lógica do processamento dos fluidos da formação. Os módulos de processamento assim como os demais módulos auxiliares estão localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural. A planta de processamento primário dos fluidos produzidos foi projetada considerando-se as propriedades físico-químicas do fluido oriundo dos poços da Área de Tupi.

O projeto da planta de processamento permite 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 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 Angra dos Reis são:

- Sistema de Separação e Tratamento de Óleo, Gás e Água.
- Sistema de Tratamento da Água de Injeção
- Sistema de Fornecimento de Água Industrial
- Sistema de Tocha e Vent
- Sistema de Geração de Energia
- Sistema de Transferência de Óleo (Offloading)
- Utilidades (Guindaste, Acomodações, Água Potável)

Sistema de Separação e Tratamento do Óleo, Gás e Água.

O sistema de separação de óleo, água e gás consiste dos seguintes componentes, conforme listado a seguir e observado na **Figura II.2.4.C-1**.

- Separador de água livre;
- Sistema de aquecimento do óleo;
- Separador de produção;
- Tratador Eletrostático;
- Separador atmosférico;
- Resfriador de óleo estabilizado;
- Vaso de decantação de líquido;
- Sistema de remoção de H₂S;
- Sistema de desidratação do gás;
- Sistema de remoção de CO₂;
- Hidrociclone;
- Flotador;
- Resfriador do sistema de tratamento da água produzida.
- Sistema de tocha

A planta de processo do FPSO Cidade de Angra dos Reis tem capacidade para processar 100.000 bpd de óleo e 5.0 MM m³/d de gás, e de tratar 14.400 m³/d de água produzida. O dimensionamento da planta considerou os seguintes parâmetros de projeto:

- Número de poços produtores interligados ao FPSO: 8 poços
- Temperatura do óleo ao chegar no FPSO: Mínima = 22 °C e máxima = 30 °C
- Processamento total de líquido: 100.000 bpd
- Processamento total de gás: 5.0 MM m³/d
- Processamento total de água produzida: 14.400 m³/d

O óleo proveniente dos poços 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.

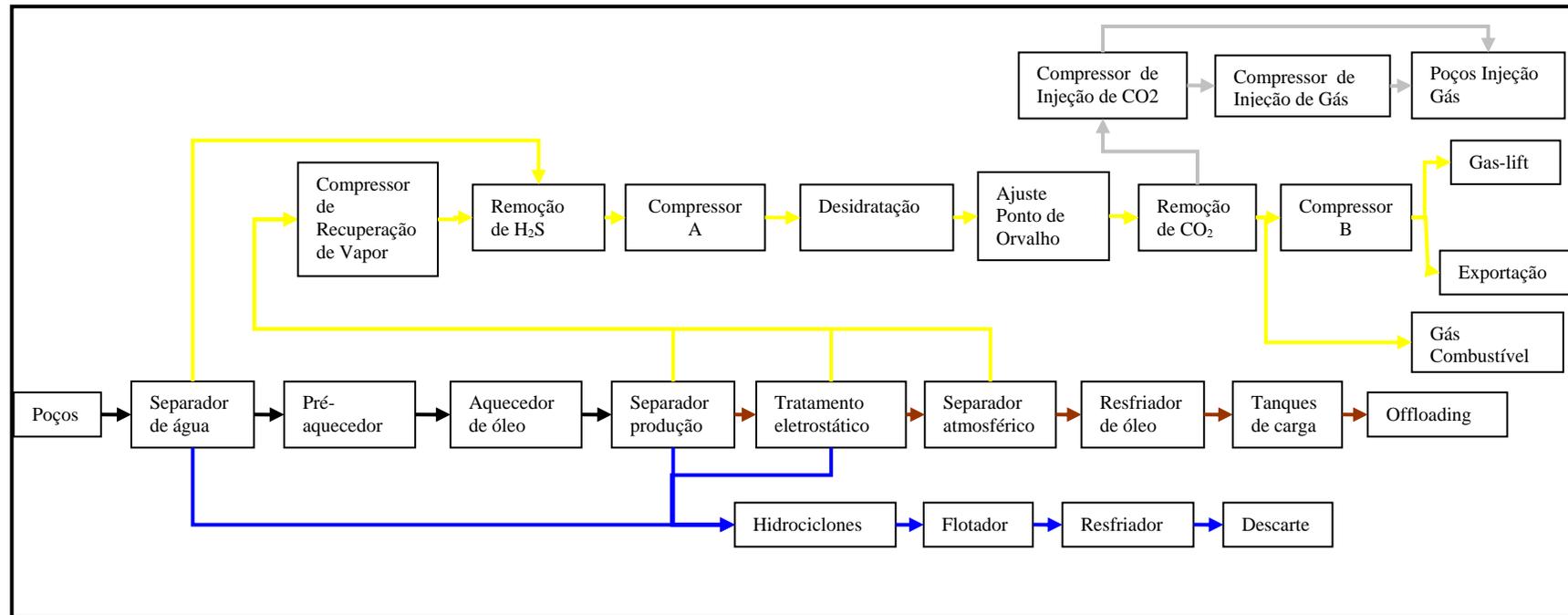
A planta de processo é equipada com um separador de água livre que promove a separação primária do óleo, gás e água, um sistema de aquecimento a montante do separador de produção, que eleva a temperatura a fim de adquirir as propriedades adequadas às melhores condições de processamento, (temperatura necessária à separação) no separador de produção, que opera a uma pressão de aproximadamente 8 bar. Em seguida o óleo segue para o tratamento eletrostático para o enquadramento dos parâmetros água e sal.

O óleo então segue para o degaseificador. Após a saída do degaseificador, o óleo então é esfriado, medido e encaminhado para os tanques de carga para armazenagem.

Após a separação, no separador de água livre e no separador de produção, o gás é encaminhado para a unidade de tratamento do gás, que consiste em um sistema de remoção de H₂S, sistema de desidratação e sistema de remoção de CO₂. Após este tratamento o gás pode ser utilizado na unidade como gás combustível e gás *lift*, e o excedente exportado via gasoduto TUPI - PMXL-1.

A água de produção recebe um tratamento para viabilizar o seu descarte atendendo a legislação vigente, que consiste em um conjunto de hidrociclones e flutuadores que promovem a remoção do óleo, e sistema de resfriamento para redução da temperatura de descarte.

Fluxograma de Processo Simplificado



LEGENDA			
	Óleo + Gás + Água		Gás
	Óleo		Água
	CO ₂		

Figura II.2.4.C-1 - Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo, gás e água.

Sistema de Tratamento da 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 uma Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU), cuja função é reduzir o teor de sulfatos na água, de aproximadamente 2700 mg/L (concentração usual para a água do mar) para valores em torno de 100 mg/L evitando assim a precipitação de sais insolúveis de sulfato como $BaSO_4$, $SrSO_4$ e $CaSO_4$.

A partir do sistema de captação e filtragem, a corrente de água 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 através de bombas de captação e passará pelos seguintes processos: (a) processo de filtragem para remoção de sólidos acima de 5 μ ; (b) processo de dessulfatação para a redução do teor de sulfatos; (c) processo de desaeração a vácuo; (d) tratamento químico com injeção de biocida e seqüestrante de oxigênio.

No processo de dessulfatação cerca de 50% da água será permeada e seguirá para saída da SRU, enquanto a outra metade será direcionada para o segundo estágio de membranas, sofrendo o mesmo processo de permeação. Ao final dos dois estágios, a água dessulfatada, correspondente a aproximadamente 75% do fluxo inicial, seguirá para o sistema de injeção de água, sendo o restante, o rejeito, correspondente a 25% do total, descartado para o mar em linha independente no costado do FPSO.

Após o processo de filtragem é necessário a injeção de inibidor de incrustação (*Vitec 3000*), seqüestrante de cloro (*Antichlor*) e o biocida (*RoCide DB-20*) com a finalidade de proteger as membranas da unidade de remoção de sulfatos.

Ressalta-se que 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.

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.C-3**, acrescido do inibidor de incrustação, o seqüestrante de cloro e o biocida (que é descartado apenas uma vez por semana durante uma hora).

Tabela II.2.4.C-3 - Quadro Comparativo entre a água do mar e a água dessulfatada da SRU do FPSO Brasil.

	Água do Mar	Rejeito
Bário (Ba ⁺²) mg/L	<1,0	<1,0
Bicarbonato (HCO ₃ ⁻) mg/L	150,0	406,0
Cálcio (Ca ⁺²) mg/L	504,0	1.350,0
Carbonato (CO ₃ ⁻²)	0,0	0,0
Cloreto (Cl ⁻) mg/L	21.300,0	29.185,0
Estrôncio (Sr ⁺²) mg/L	9,0	28,0
Ferro (Fe ⁺²) mg/L	< 1,0	< 1,0
Magnésio (Mg ⁺²) mg/L	1.390,0	5.480,0
pH	8,0	7,2
Potássio (K ⁺) mg/L	226,0	520,0
Salinidade – mg NaCl/L	35.000	48.094,0
Sulfato (SO ₄ ⁻²) mg/L	2.834,0	13.185,0
Sódio (Na ⁺) 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 instalado no FPSO Brasil cujas características são apresentadas na **Tabela II.2.4.C-4**.

Tabela II.2.4.C-4 – Composição dos produtos químicos utilizados na SRU.

Produto Químico	Função	Concentração (ppm)
Vitec 3000	Inibidor de incrustação	3
Antichlor	Seqüestrante de cloro	15
RoCide DB-20	Biocida	100

A **Figura II.2.4.C-2** apresenta o fluxograma da planta de tratamento de água de injeção.

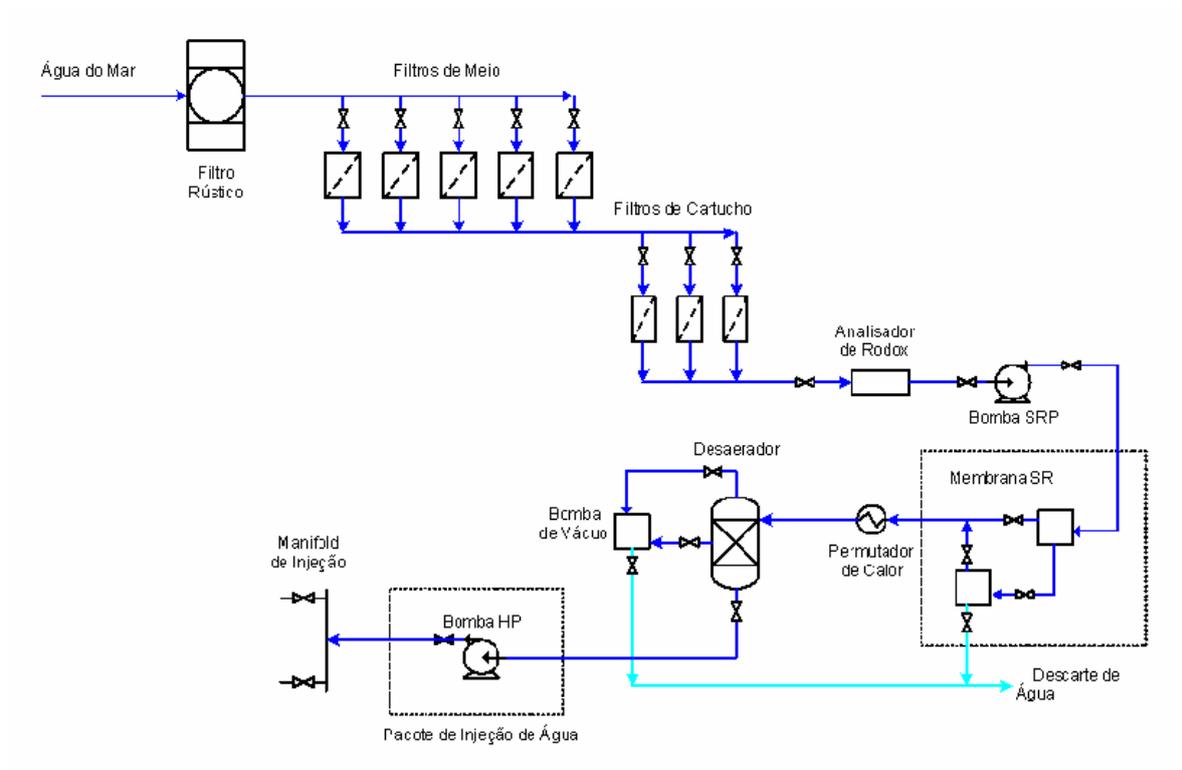


Figura II.2.4.C-2 – Fluxograma da planta de água de injeção

A capacidade da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Cidade de Angra dos Reis será de 16.000 m³/dia, produzindo uma vazão de 4.000 m³/d de efluente a ser descartado.

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

A **Tabela II.2.4.C-5** apresenta as informações utilizadas para a simulação numérica do descarte. Ressalta-se que a vazão total considerada para fins de modelagem (4.000 m³/d) está diretamente relacionada ao funcionamento da SRU, onde o volume descartado corresponde a 25% da capacidade de tratamento (16.000 m³/dia). Os resultados da modelagem de dispersão desses compostos estão apresentados no item II.6.3 da seção II.6 relativa à Identificação e Avaliação de Impactos do presente estudo.

Tabela II.2.4.C-5 – Parâmetros utilizados para a elaboração da modelagem de descarte do efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU) do FPSO Cidade de Angra dos Reis.

CARACTERÍSTICAS DO DESCARTE	
Coordenadas do FPSO Cidade de Angra dos Reis	25° 32' 39,5"
	42° 50' 23,21"
Lâmina d'água (m)	2140
Diâmetro da tubulação de descarte (polegadas)	16
Orientação da tubulação de descarte	vertical
Profundidade/altura do ponto de descarte	superfície
Vazão total do efluente (m ³ /dia)	4000
Densidade (kg/m ³)	1028,51

Fonte: Petrobras Datum: SAD 69

O **Anexo II.2.4-1** apresenta as fichas de segurança (FISPQs) e o **Anexo II.2.4-2** os testes de toxicidade dos produtos químicos utilizados e a modelagem de descarte do efluente, da Unidade de Remoção de Sulfatos por ocasião da adição do biocida.

Sistema de fornecimento de água industrial

A água industrial utilizada no FPSO Cidade de Angra dos Reis é captada do mar. O sistema de captação de água do mar é projetado para atender aos subsistemas de combate a incêndio, trocador do sistema fechado de água de resfriamento e água de serviço.

Sistema de Tocha e Vent

A queima de gás na tocha ocorrerá somente durante as partidas, despressurizações do sistema de processamento em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos. Não haverá queima de gás produzido, pois este será utilizado no sistema de geração de energia do FPSO e o excedente será exportado por meio do Gasoduto TUPI-PMXL-1 a Plataforma de Mexilhão

(PMLX-1) partir daí o gás escoará pelo Gasoduto PMLX-1-UTGCA para ser tratado na Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA).

O *flare* está projetado para queima sob condição de emergência. Este sistema se localiza na proa do FPSO a uma altura de 80 metros do deck principal, 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) para as pessoas e equipamentos. O sistema, constituído por uma única torre vertical com 2 subsistemas muito simples e independentes um de Alta Pressão - HP (maior que 10,3 kgf/cm²) e o outro de Baixa Pressão – LP (menor que 10,3 kgf/cm²). O condensado recuperado pelos dois subsistemas é enviado para o Tanque de *Off-Spec*. A **Figura II.2.4.C-3** traz uma representação esquemática do sistema do *flare*.

Os Flares serão projetados para as seguintes vazões máximas:

- Flare HP: 5.000.000 m³/dia - Emergência
- Flare LP: 450.720 m³/dia - Emergência

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 3000 m³/dia.

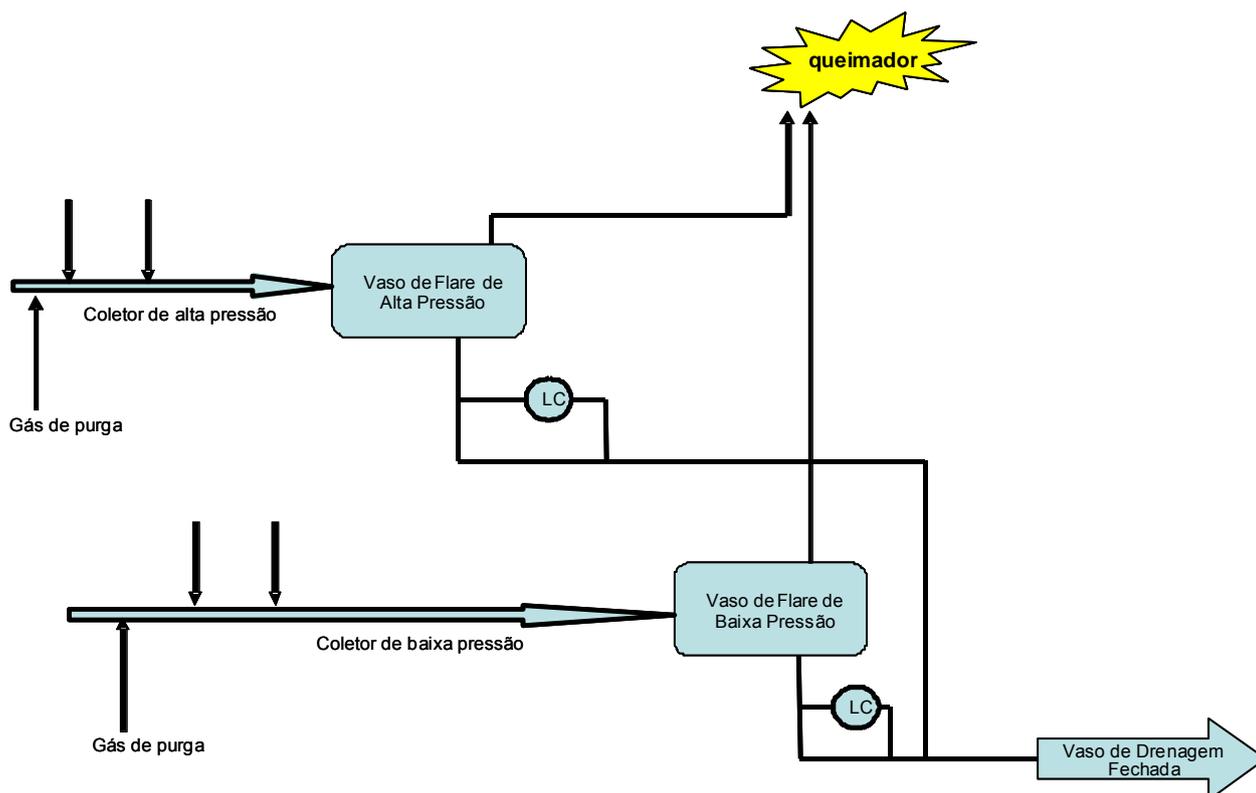


Figura II.2.4.C-3 - Fluxograma esquemático do Sistema do Flare.

Sistema de geração de energia

O sistema de geração de energia do FPSO Cidade de Angra dos Reis consiste de 3 turbo geradores de 28.5 MW cada, bicombustíveis, com consumo estimado de 5.572 m³/mês de diesel e 4.380.480 kg/mês de gás.

Haverá ainda 2 geradores auxiliares a diesel de 1.2 MW cada, com consumo estimado de 159,76 m³/mês, e 1 gerador de emergência de 1.2 MW a diesel com consumo estimado de 106,51 m³/mês.

O FPSO terá uma Caldeira principal, instalada na popa do navio, responsável pelo vapor necessário ao acionamento das bombas de *offloading*. Esta caldeira irá operar com consumo estimado de 1.952.640 m³/mês de gás ou 2.627,79 m³/mês de óleo diesel e será equipada com sistema de tratamento de condensado e sistema de abastecimento de água, proveniente do sistema de água doce. Além de uma caldeira de emergência com consumo estimado de 5.075,79 m³/mês de óleo diesel.

O óleo diesel será utilizado somente durante a pré-operação ou em situações de emergência sendo substituídos por gás imediatamente após a estabilização da produção.

Sistema de transferência de óleo (Offloading)

A transferência do óleo do FPSO Cidade de Angra dos Reis para os navios aliviadores será realizada através de mangotes flutuantes. A vazão de transferência de óleo será de 6.625 m³/h.

Para o Piloto de Tupi, está sendo considerado que as operações de alívio ocorrerão sempre que se observar a proximidade do enchimento total dos tanques do navio. A depender do ritmo da produção que estiver ocorrendo, deve-se programar o alívio para ocorrer cerca de 5 dias antes do enchimento dos tanques. Sendo assim, o descarregamento do FPSO para o navio aliviador será feito em aproximadamente 24 horas podendo, eventualmente, em função de condições meteorológicas ou logísticas, haver pequenos atrasos ou antecipações destas operações de alívio.

O escoamento do óleo produzido será através de navios aliviadores em alinhamento do tipo *tandem* com o FPSO (**Figura II.2.4.C-4**), isto é, alinhando popa ou proa do FPSO com a proa do navio aliviador e em ambos existe um sistema de detecção de vazamento. A amarração entre ambas embarcações será feita com um cabo de polipropileno de 21” de diâmetro e denominado de “*hawser*”.



Figura II.2.4.C-4 - Exemplo de operação de transferência de óleo *in tandem*.

A operação de transferência de óleo (*offloading*) será realizada periodicamente, através de mangotes flutuantes, ficando o navio aliviador a uma distância de cerca de 150 metros do FPSO. O mangote de transferência possui dupla carcaça, classe # 300 e ficará armazenado em carretel. O óleo será bombeado através de uma estação de medição e seguirá para o navio aliviador através de uma mangueira flexível (mangote) de 20" de diâmetro e comprimento de 230 metros.

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

As operações de amarração e desamarração, por segurança operacional, serão preferencialmente efetuadas à luz do dia e com boa visibilidade, com início previsto para antes do por do sol.

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

O 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 da operação existem também sensores instalados nos tanques que enviam sinais para um sistema supervisor, que monitora a transferência do óleo. Este controle é realizado através da detecção de vazamentos que se baseia na comparação instantânea das vazões medidas na saída do FPSO e na chegada do navio aliviador, em caso de variações entre os valores, a operação é interrompida imediatamente. Além disso, o nível de óleo dos tanques do navio aliviador é monitorado para evitar o transbordo destes.

Para operação de *offloading*, as embarcações contam ainda com uma câmera equipada com um sensor infravermelho para garantir maior segurança no monitoramento de vazamentos que possam ocorrer nas operações noturnas.

Para assegurar que quaisquer problemas eventuais sejam prontamente identificados durante a operação, esta é acompanhada permanentemente por uma pessoa em cada estação de *offloading*, garantindo assim a interrupção imediata da transferência de óleo.

A transferência é realizada com o sistema de gás inerte ligado mantendo a pressão de trabalho e teor de O₂ nos tanques em níveis normais de operação e segurança.

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 Cidade de Angra dos Reis para o navio aliviador. A água bombeada para limpeza do mangote é enviada para o *slop tank* do navio aliviador e o mangote, recolhido ao FPSO.

Guindastes

A embarcação apresenta instalados 3 guindastes cobrindo toda a área do *main deck*.

- Guindaste de Convés, instalado no deck de proa a boreste com capacidade para 20 t e raio de alcance de 24 m;
- Guindaste de Convés, instalado no deck de popa a boreste com capacidade para 15 t e raio de alcance de 22 m;
- Guindaste de Popa com capacidade de 7,5 t e raio a de alcance de 22 m.

Um monotrilho será instalado de forma a capacitar a transferência de equipamentos pesados de qualquer módulo do navio para áreas de manutenção e reparo

Acomodações

As acomodações se localizam na popa da embarcação, possuindo capacidade para 100 pessoas.

Água Potável

O Sistema de Água Potável irá fornecer a água necessária aos usuários em todo FPSO, bem como a água a ser usada no Tratamento Eletrostático, como água de diluição para a remoção da salinidade e enquadramento do óleo às especificações requeridas.

O sistema de água potável do FPSO Cidade de Angra dos Reis é composto por duas unidades de osmose reversa.

Combustíveis

Os combustíveis utilizados são: o gás produzido e em caso de emergência o óleo diesel marítimo que será utilizado em caso de emergência e antes da estabilização da produção de gás.

D) Descrição das operações de intervenção

Caso seja necessário fazer algum tipo de intervenção nos poços com uso de sonda durante Piloto de Tupi a primeira providência a ser tomada será o amortecimento do poço para retirar a ANM e instalar o BOP (conjunto de válvulas que permite fechar o poço). Estas válvulas serão acionadas sempre que houver ocorrência de *Kick* (fluxo indesejável do fluido contido na formação para dentro do poço). Este fluxo será controlado eficientemente para evitar que ocorra o *blowout* do poço, ou seja, o poço fluir sem controle.

Na operação de amortecimento do poço, todo o óleo da coluna de produção é retornado de volta para o reservatório com o bombeamento de fluido de completação (solução salina). Após todo o retorno do óleo da coluna é feita a descida e a instalação da válvula de retenção (*stand valve*) no topo da junta telescópica (TSR) que fica localizado no topo da parte fixa da coluna de produção (parte fixa da coluna). Já próximo do reservatório, a parte da coluna acima deste será retirada e a válvula de retenção impede que o poço absorva o fluido de completação que está na coluna de produção, mantendo-o amortecido.

Em seguida injeta-se fluido de completação no anular do poço com retorno pela coluna de produção através da válvula de *gás lift* (apesar destes poços serem surgentes haverá a válvula chamada de *gas lift*). Após esta circulação de

fluido de completção do anular para a coluna tem-se o poço todo preenchido por fluido de completção, isto é, tem-se o poço amortecido e livre de óleo acima da válvula de retenção em condição segura.

O fechamento do poço se faz através da instalação de tampões mecânicos (*plugs*) ou até tampões de cimento, dependendo das condições técnicas existentes, visando à retirada da *Árvore de Natal Molhada (ANM)* ou do *Blow Out Preventer (BOP)*, mantendo assim o poço sem condições de fluir para o meio ambiente. No fechamento do poço a instalação dos tampões mecânicos é feita após o amortecimento do mesmo como descrito no parágrafo anterior.

A seguir são apresentados os procedimentos para troca da coluna de produção e da ANM. Para executar esta operação a unidade de produção (FPSO) faz com antecedência a limpeza das linhas de produção e de serviço que terão que ser desconectadas da ANM.

• Fechamento do poço para substituição da ANM:

Com o poço amortecido e a coluna de produção e o anular testados com pressão, são instalados tampões nos furos de 4" e de 2" (coluna e anular respectivamente) do suspensor da coluna, constituindo estes tampões a segunda barreira de segurança exigidas pela norma para poder-se retirar a ANM do poço (a primeira barreira de segurança do poço é a coluna hidrostática de fluido de completção acima da válvula de retenção). Com o poço amortecido e tamponado retira-se a ANM e o conjunto de válvulas que permite fechar o poço é descido, instalado e testado. Em seguida é instalada a nova ANM. Trava-se a ANM e testa-se a seguir. Com auxílio de barco de mergulho reconectam-se as linhas de produção e de gás na ANM (operação conhecida como *pull-in*). Retiram-se os tampões do suspensor da coluna. Desce-se equipamento de arame com pescador e pesca-se a válvula de retenção no topo da junta telescópica. Neste momento o poço absorverá o fluido de completção que está na coluna de produção até o seu nível estático.

• Fechamento do poço para substituição da coluna de produção

Com o poço amortecido e a coluna de produção e o anular testados com pressão, são instalados tampões nos furos de 4" e de 2" (coluna e anular

respectivamente) do suspensor da coluna, constituindo estes tampões a segunda barreira de segurança exigidas pela norma para poder retirar a ANM do poço (a primeira barreira de segurança do poço é a coluna hidrostática de fluido de completção acima da válvula de retenção). Com o poço amortecido e tamponado retira-se a ANM e o conjunto de válvulas que permite fechar o poço é descido, instalado e testado. Em seguida retiram-se os tampões do suspensor da coluna com auxílio de equipamento de arame e realiza-se o desassentamento do suspensor da coluna. Com este desassentamento retira-se a coluna de produção da junta telescópica para cima e substitui-se a mesma. Em seguida uma nova coluna de produção é descida e o suspensor da coluna é assentado e travado na cabeça do poço. Instalam-se novamente os tampões de 4" e 2" no suspensor da coluna para permitir a retirada do conjunto de válvulas que permite fechar o poço com segurança. Após a retirada do conjunto de válvulas que permite fechar o poço desce novamente a ANM. Trava-se a ANM e testa-se a seguir. Com auxílio de barco de mergulho reconectam-se as linhas de produção e de gás na ANM (operação conhecida como *pull-in*). Retiram-se os tampões do suspensor da coluna. Desce-se equipamento de arame com pescador e pesca-se a válvula de retenção no topo da junta telescópica. Neste momento o poço absorverá o fluido de completção que está na coluna de produção até o seu nível estático.

Informamos que, todas as operações serão realizadas com auxílio de barcos de mergulho DSV (*Diver Support Vessel*) e executados por mergulhadores ou ROV (*Remote Operated Vehicle*), dependendo da complexidade da operação.

E) Descrição do Sistema Submarino

O escopo do Piloto de Tupi consiste de 8 poços satélites e um duto para exportação de gás, interligados a um FPSO ancorado pelo sistema *spread mooring*, sendo 5 poços produtores, 1 poço injetor de gás e 2 poços injetores de água.

As seguintes instalações submarinas serão utilizadas no Piloto de Tupi:

- Linhas de Coleta da Produção – linhas de produção, linhas de serviço (acesso ao anular) e umbilicais de controle – nos poços produtores.
- Linhas de injeção, linhas de serviço (acesso ao anular) e umbilical de controle – no poço injetor de gás.

- Linhas de injeção e umbilicais de controle – nos poços injetores de água.
- Árvore de Natal Molhada (ANM).
- Gasoduto de exportação TUPI-PMXL-1 – Ligando o FPSO Cidade de Angra dos Reis a Plataforma de Mexilhão (PMXL-1)

Os itens a seguir apresentam uma descrição detalhada destas instalações submarinas. O arranjo submarino (Mapa II.2.1-2) e o Diagrama Unifilar (Planta II.2.4-2) das instalações supracitadas para o Piloto de Tupi estão apresentados no final desta seção.

Linhas de Coleta da Produção

A PETROBRAS em conjunto com os fornecedores realizou análises dinâmicas globais, de tensão e compressão nas camadas metálicas, instalação e fadiga, nas linhas flexíveis e umbilicais de controle. É importante ressaltar que todas as análises foram realizadas considerando sempre as condições operacionais normais e as mais severas, tanto durante a operação como durante a instalação.

Os poços produtores serão interligados através de um conjunto composto de uma linha de produção, uma linha de serviço (acesso ao espaço anular do poço) e um umbilical eletro-hidráulico de controle. Os poços injetores de água serão interligados através de um conjunto composto de uma linha de injeção e um umbilical eletro-hidráulico de controle. O poço injetor de gás será interligado através de um conjunto composto de uma linha de injeção, uma linha de serviço (acesso ao espaço anular do poço) e um umbilical eletro-hidráulico de controle. Portanto, entre os oito poços e o FPSO, serão instalados 14 *risers* e 8 conjuntos com umbilicais de controle. Além dos *risers* dos poços, será instalado um *riser* com diâmetro interno de 9", para ligar o FPSO com o gasoduto de exportação.

Para o sistema de coleta de produção, as linhas serão flexíveis e fabricadas com diâmetros internos de 6" e basicamente serão de 2 tipos:

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

Essas linhas são fabricadas em camadas de diferentes materiais e dimensões para atender os requisitos de cada aplicação. Cada uma dessas camadas contribui para resistir à combinação de esforços durante a instalação e operação, tais como pressão hidrostática externa, pressão interna do fluido, compressão radial dos sistemas de instalação, tração e compressão na região do *Touch Down Point* (TDP). A **Figura II.2.4.E-1** ilustra de forma esquemática a estrutura de uma linha flexível.

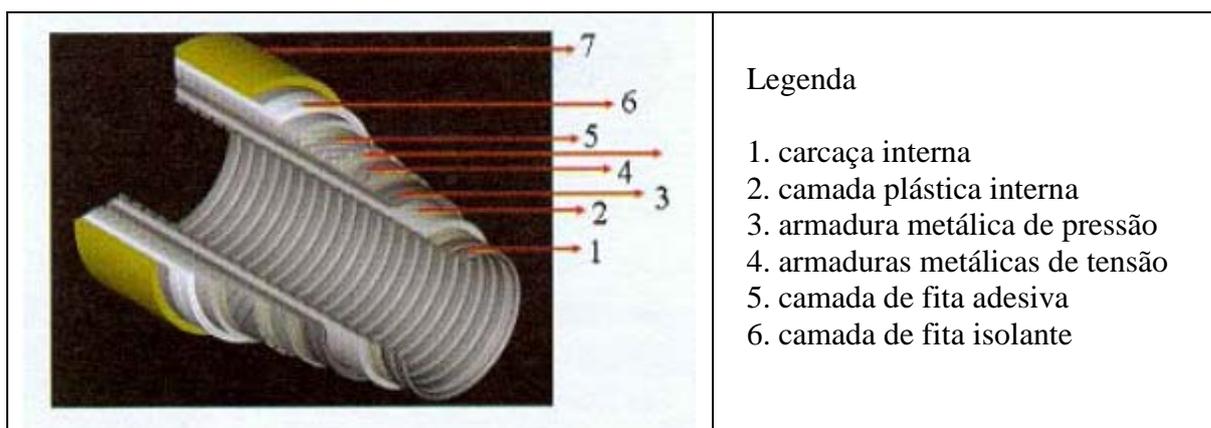


Figura II.2.4.E-1 - Estrutura de uma linha Flexível.

Fonte: Wellstream.

Todas estas linhas terão ainda proteção contra incidência de radiação UV, e contra o crescimento de microorganismos em seu interior. As Tabelas II.2.4.E-1 e Tabelas II.2.4.E-2 apresentam as características das linhas do sistema de coleta da produção, injeção serviço e gasoduto de exportação.

Tabela II.2.4.E-1 - Características das linhas do Sistema de Coleta da Produção, Injeção e Gasoduto de Exportação.

Linhas do sistema de coleta	Vazão máxima (m ³ /dia)	Temperatura de operação (°C)	Pressão de operação (psi)
PRODUÇÃO (ID 6" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	2.230	04 – 82	10.000
SERVIÇO (ID 4" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	120	04 – 40	5.000
INJEÇÃO DE ÁGUA (ID 6" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	7.960	04 – 82	5.000

(Continua)

(Conclusão da Tabela II.2.4.E-1)

Linhas do sistema de coleta	Vazão máxima (m ³ /dia)	Temperatura de operação (°C)	Pressão de operação (psi)
INJEÇÃO DE GÁS (ID 6" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	3.000.000	04 – 82	10.000
SERVIÇO (ID 4" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	120	04 – 40	5.000
EXPORTAÇÃO DE GÁS (ID 9" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i> até o PLEM)	3.000.000	04 – 82	10.000

Tabela II.2.4.E-2 - Peso Linear das linhas do sistema de coleta (no ar e na água do mar).

Linhas do sistema de coleta	No ar (kgf/m)		Na água do mar (kgf/m)	
	Vazia	Cheia de água	Vazia	Cheia de água do mar
Produção – <i>riser</i> inferior - ID 6" – 800 m	125,0	146,0	74,0	95,0
Produção – <i>riser</i> intermediário - ID 6" – 1400 m	138,0	159,0	85,0	105,0
Produção – <i>riser</i> superior - ID 6" – 300 m	165,0	185,0	101,0	122,0
Serviço ID 4" – 2500 m	57,15	66,14	31,04	40,03
Injeção de água – <i>riser</i> - ID 6" – 3700 m	138,0	159,0	85,0	105,0
Injeção de gás – <i>riser</i> - ID 6" – 3700 m	165,0	185,0	101,0	122,0
Serviço - ID 4" – 3700 m	57,15	66,14	31,04	40,03
Exportação de gás – <i>riser</i> - ID 9" – 5000 m	247,5	277,5	151,5	183,0

Todos os risers foram projetados suspensos em uma configuração do tipo "lazy wave". Com tal finalidade, as seguintes condições devem ser atendidas:

- As linhas devem ser consideradas totalmente cheias com o fluido do processo para a qual foram instaladas;

- Para o cálculo dos esforços nas operações de “pull-in” e “pull-out”, as linhas devem ser avaliados, em ambos os casos, para os cenários de estarem cheias de água salgada ou vazias;
- Nenhum riser deverá fazer “sombra” sobre outro riser, isto é, não deverá existir mais de um riser em uma mesma direção radial.

Linhas de Produção

A **Tabela II.2.4.E-3** apresenta o comprimento das linhas de produção a serem utilizados no Piloto de Tupi.

Tabela II.2.4.E-3 - Comprimento das linhas de produção.

Poço	Linhas de Produção Comprimento dos risers: 3.700m		
	Diâmetro Interno (pol)	Flowlines (m)	Total Riser + Flowline (m)
P1	6	1.400	5.100
P2 (IG1)	6	3.535	7.235
P3	6	3.930	7.630
P4	6	2.950	6.650
P5	6	2.430	6.130
P6	6	1.550	5.250
I1	6	3.155	6.855
I2	6	735	4.435

Linha de serviço

A **Tabela II.2.4-7** apresenta o comprimento das linhas de serviço a serem utilizadas no Piloto de Tupi.

Tabela II.2.4.E-4- Comprimento das linhas de serviço.

Poço	Linhas de Serviço Comprimento dos risers: 3.700m		
	Diâmetro Interno (pol)	Flowlines (m)	Total Riser + Flowline (m)
P1	4	1.430	5.130
P2 (IG1)	4	3.580	7.280
P3	4	3.560	7.260
P4	4	3.480	7.180
P5	4	2.230	5.930
P6	4	1.750	5.450

Umbilicais de controle

Para o Piloto de Tupi os umbilicais de controle serão projetados para suprir o POD de controle da ANM com fluido hidráulico de até 10000 psi (usualmente com dois níveis de pressão LP = 5000 psi e HP = 10000 psi), de modo a fornecer os requisitos para acionamento das válvulas da ANM e dos sistemas de completção inteligente.

Além das funções hidráulicas de acionamento, o umbilical deverá ter linhas hidráulicas para injeção de produtos químicos e pares elétricos para alimentação, controle e aquisição de sinais.

Suas principais características são:

- Composição da estrutura com 4 x 1/2" 10.000 psi + 6 x 1/2" HCR 5.000 psi + 4 pares CE de 10 mm².
- Programa de testes e qualificações a serem definidos.
- Pressão de trabalho de 10000 psi para todas as linhas hidráulicas.

Sua função é transmitir pressão hidráulica para operação das válvulas das ANMs. Além disso, possibilita a injeção de produtos químicos (inibidor de incrustação, desemulsificante e inibidor de hidrato) e a transmissão de sinais elétricos necessários para monitorar as pressões e temperaturas nos poços de produção e de injeção e em suas respectivas ANM.

A **Figura II.2.4.E-2** apresenta o corte da seção transversal de um umbilical eletro-hidráulico típico para controle de poços de produção.



Figura II.2.4.E-2 - Vista da seção transversal de um
Umbilical Eletro-Hidráulico.

Fonte: PETROBRAS.

A **Tabela II.2.4.E-5** apresenta as funções de controle e os comprimentos dos umbilicais a serem utilizados nos poços.

Tabela II.2.4.E-5 - Comprimentos dos Umbilicais Eletro-Hidráulicos.

Poço	Comprimento (m)
P1	5.100
P2 (IG1)	7.255
P3	7.450
P4	6.910
P5	6.050
P6	5.025

Árvore de Natal Molhada (ANM).

As estruturas submarinas que serão instaladas sobre o solo marinho serão as árvores de natal molhadas (ANM). A **Figura II.2.4.E-3** apresenta um esquema representativo de uma ANM convencional (não horizontal).

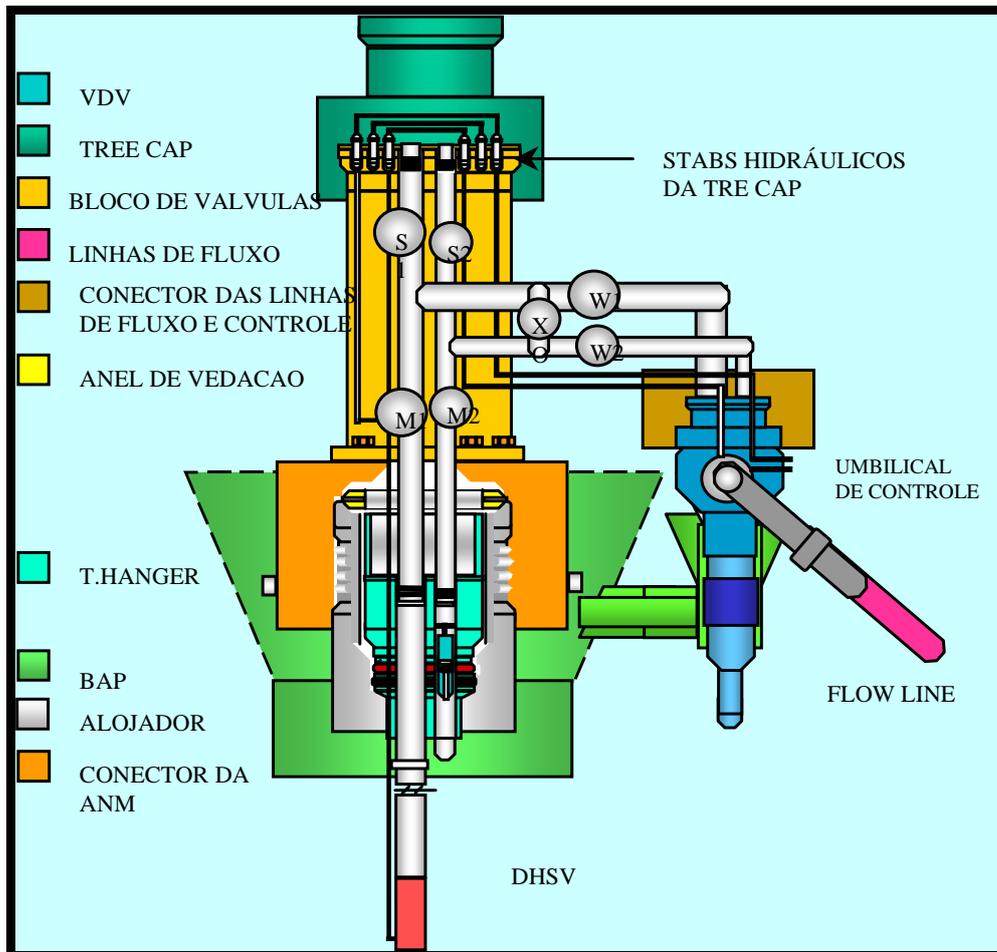


Figura II.2.4.E-3 - Esquema representativo de uma ANM convencional (não horizontal).

Para a interligação dos poços ao FPSO Cidade de Angra dos Reis serão usadas ANM's com 3 Módulos de Conexão Vertical (MCV's) 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. Esta conexão é feita no navio de lançamento de linhas,

que através de cabos de aço, desce o MCV até a ANM para a interligação do poço à unidade de produção.

Nos poços da área de Tupi os 3 MCV's serão independentes para permitir o lançamento das linhas (*gas lift*, produção e UEH) independentemente. Caso fosse utilizado um único MCV, as 3 linhas teriam de ser lançadas simultaneamente.

Todas as árvores possuirão 6 válvulas - M1, W1, M2, W2, XO e PXO - que poderão ser acionadas pela unidade de produção. As demais válvulas das árvores – S1, S2, AI - são válvulas utilizadas somente durante uma intervenção com sonda no poço, portanto só podem ser acionadas pela sonda que estiver intervindo no poço.

Todas as válvulas da ANM são normalmente fechadas. Só ficam abertas caso haja pressão no atuador das mesmas, pressão esta transmitida da unidade de produção até o atuador da válvula via umbilical de controle (UEH). Uma vez drenada a pressão da linha de controle a válvula fecha automaticamente priorizando a segurança em caso de falha.

As ANM's foram especificadas com a metalurgia, classe de pressão e dimensões principais similares às usadas nas ANMs para o Piloto de Tupi. Entretanto, devido à necessidade de controle para o sistema de completação inteligente, duas modificações significativas foram acrescentadas nesses equipamentos:

- POD de controle multiplexado, para controle das válvulas na ANM e do sistema de completação inteligente.
- Suspensor de coluna com 1 passagem elétrica para PDG múltiplo e 7 passagens hidráulicas (2 DHSV , 4 CI e 1 IQ).

Esses equipamentos deverão conter sensores de pressão e temperatura na ANM (TPT e PT de anular) e sensores de pressão e temperatura de fundo de poço para cada zona completada com equipamentos de CI (PDG múltiplos). Com a utilização do sistema de controle multiplexado na ANM, mais funções e sinais poderão ser acrescentados ao sistema, pois as informações de sensores e outros equipamentos serão coletadas, multiplexadas pelo POD, enviadas através dos cabos elétricos dos umbilicais e de multiplexadas pelos equipamentos de superfície, de onde em diante recebem o mesmo tratamentos das informações analógicas tradicionais.

Gasoduto de Exportação

O escoamento do gás produzido será realizado por meio de um gasoduto que fará a interligação do FPSO Cidade de Angra dos Reis à Plataforma de Mexilhão (PMLX-1) - **Gasoduto TUPI-PMXL-1** -, a partir daí o gás escoará pelo gasoduto que interliga a PMLX-1 a Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), no município de Caraguatatuba, onde será tratado. O escoamento até PMXL-1 será do tipo gás seco monofásico.

Para o Piloto de Tupi será instalado um sistema de escoamento constituído por um *riser* do tipo flexível, que se une no leito marinho ao trecho estático – *flow*, constituído por duto rígido de 18”.

Gasoduto TUPI-PMXL-1 terá extensão aproximada de 216 km e será interligado na extremidade inicial (lado FPSO) aos seguintes componentes:

- PLET (*Pipeline End Termination*), com uma válvula IBV (*Isolation Ball Valve* de 18”), para conexão vertical por MCV (Módulo de Conexão Vertical), SAÍDA de 18” para o gasoduto;
- PLEM-Y (*Pipeline End Manifold Tipo Y*), para interligação com um *riser* flexível. Entradas: 1x9,125” com ESDV (*Emergency Shut Down Valve*), 2x18” (com IBV), saída: 1 x 18”, todas para conexão vertical por MCV.
- *Jumper* – 18”, trecho de duto rígido para interligação vertical entre PLEM-Y e PLET.

À distância de aproximadamente 55 km da extremidade do duto no lado do FPSO Cidade de Angra dos Reis, será instalado um *PLEM-Y-Espera* com uma conexão de espera. Esse PLEM-Y será composto por uma base fixa e um módulo Y com válvula de bloqueio recuperável. Entrada: 1x18”, saída: 1x18” + 1 Y Espera 18”.

A extremidade junto a PMXL-1 será interligada aos seguintes dispositivos:

- Válvula ESDV 18” DN instalada em *skid* para sua proteção, com conexão flangeada,
- *Spools* rígidos para interligação entre o gasoduto (ESDV) e o *PLEM-Y* de PMXL-1.

As principais características operacionais do Gasoduto TUPI-PMXL-1 estão apresentadas na **Tabela II.2.4.E-6**.

Tabela II.2.4.E-6 – Características operacionais do Gasoduto TUPI-PMXL-1

Característica	Informação
Vazão Máxima de Operação	9.500.000 m ³ /dia
Pressão Máxima de Operação	25,0 MPa
Pressão Incidental	27,5 MPa
Temperatura Máxima de Operação	38 ° C
Temperatura na Entrada do Gasoduto	4 ° C
Peso Molecular do Gás	19
Comprimento Aproximado do Duto	216 km
Diâmetro Interno Mínimo do Duto	393,7 mm
Vida Útil	30 anos
Revestimento Anticorrosivo Polipropileno Tripla Camada	3,2 mm

F) Descrição dos Empreendimentos Associados

Instalação do sistema de coleta (produção, serviço e umbilical)

Visando mitigar os riscos de interação das linhas a serem lançadas, antes do início de qualquer instalação de linhas de fluxo de processo, será feito um levantamento do trajeto através de ROV (*Remote Operated Vehicle*), **Figura II.2.4.F-1**. Este modelo de ROV é capaz de auxiliar em operações de interligação, intervenção e monitoramento submarinos numa lâmina d'água de até 3.000 metros, podendo erguer e transportar cargas de até 5 toneladas.



Figura II.2.4.F-1 - Foto ilustra o ROV (Remote Operated Vehicle).

Fonte: Petrobras.

Para o lançamento das linhas poderão ser utilizadas uma das seguintes embarcações do tipo LSV (*Laying Support Vessel*): *Sunrise 2000*, *Seaway Condor*, *Pertinácia* e *Lochnagar*. Estas embarcações, sob contrato de longa duração com a PETROBRAS, são equipadas com sistema de posicionamento dinâmico, além de sistemas de tensionadores lineares especialmente projetados para suportar as cargas induzidas durante o lançamento das linhas.

Outros equipamentos auxiliares estão instalados nestas embarcações para auxiliar nas manobras de convés, como guindastes e guinchos, inspeção submarina (ROV), medidores de correnteza/ventos e sistemas de posicionamento via satélite / hidroacústico / microondas.

O descritivo destas embarcações foi encaminhado ao IBAMA como parte integrante do Projeto de Controle da Poluição para as Embarcações do tipo LSV, DSV E RSV aprovado através do Ofício ELPN/IBAMA nº 847/04 o qual encaminha o Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº205/04, de 26/11/2004.

⇒ *Carregamento e preparação das linhas*

As linhas flexíveis serão carregadas na Base de Vitória (BAVIT) e serão transportadas até o FPSO. Estas linhas serão entregues ao navio com todos os

certificados de fabricação e teste da integridade de suas estruturas, devidamente comprovados por uma entidade certificadora.

Durante a navegação para a Área de Tupi visando a preparação do lançamento das linhas, serão realizados testes de conexão das mesmas. Os preparativos serão feitos no convés de lançamento ou na mesa de trabalho do sistema de lançamento vertical (VLS), dependendo da linha ou umbilical que estiver sendo preparado para o lançamento.

Serão ainda realizadas as seguintes atividades durante o traslado:

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

⇒ *Procedimentos Preliminares para Instalação*

Na chegada do navio ao local da atividade as seguintes atividades serão realizadas:

- O sistema de posicionamento dinâmico do navio será verificado através de uma série de testes funcionais.
- Verificação das coordenadas, profundidade e orientação de saída das linhas das estruturas submarinas (ANM) e demais objetos submarinos envolvidos na operação.
- Inspeção da rota projetada para o lançamento das linhas de acordo com a rota planejada.
- De forma a preservar a integridade das estruturas das linhas a serem lançadas, são estabelecidas condições limites das operações de instalação, referentes a vento, mar e correnteza, que deverão ser verificadas antes do início da operação de lançamento.
- Descida das linhas.

A conexão (*pull-in*) das linhas flexíveis às ANMs será, como regra geral, com Conexão Vertical Direta com a primeira extremidade ligada ao poço e a segunda extremidade ligada ao FPSO Cidade de Angra dos Reis.

Durante o lançamento serão monitoradas as cargas de tração, os ângulos de saída das linhas do navio (ângulo do topo da catenária) e as condições meteorológicas.

As conexões intermediárias das linhas flexíveis serão testadas a bordo do LSV com nitrogênio para comprovar a estanqueidade das mesmas. Como dito acima este procedimento é realizado a bordo da embarcação sem descarte de produtos químicos ao mar.

⇒ *Conexão do Riser para o FPSO Cidade de Angra dos Reis (Pull-in)*

No término do lançamento das linhas, a extremidade final do *riser* será preparada para conexão ao FPSO. O navio LSV se aproximará do FPSO para transferir o cabo principal (cabo de *Pull-in*) do FPSO para a embarcação através de um cabo mensageiro.

Após o cabo principal ser conectado ao *riser*, este será descido gradualmente até completa transferência da carga da embarcação para o cabo principal do guincho de *Pull-in* do FPSO.

Após a transferência do *riser* para o cabo do FPSO, o cabo da embarcação será desconectado e recolhido até a superfície. As operações de *Pull-in* são finalizadas com o içamento dos *risers* de todas as linhas flexíveis pelo guincho até o FPSO.

⇒ Trabalhos Complementares

Após o *pull-in* dos *risers* ao FPSO Cidade de Angra dos Reis, serão realizadas as interligações das linhas de produção, de serviço e umbilical aos seus pares no FPSO e uma inspeção para confirmar a posição final das linhas no fundo do mar, bem como a configuração final das catenárias das linhas.

Lançamento do Gasoduto

O lançamento do gasoduto está dividido nas seguintes fases:

- Inicialização com o “PLET-TUPI”, próximo de Tupi (lâmina d’água 2.130m) ou com um “*skid*” com ESDV próximo à PMXL-1 (lâmina d’água 170m);
- Lançamento contínuo através de um dos métodos descritos abaixo;

- Abandono com o “*skid*” com ESDV próximo à PMXL-1 (lâmina d’água 170m) ou com o “PLET-TUPI”, próximo ao FPSO Cidade de Angra dos Reis (lâmina d’água 2.130m).

Obs: A embarcação, o método de lançamento e o sentido de lançamento (raso profundo ou profundo → raso) serão definidos na fase de Projeto Executivo.

Métodos de Lançamento

O Gasoduto TUPI-PMXL-1 será instalado através da utilização de embarcações especiais e, dependendo da forma de contratação a ser efetivada, poderá ser através do método “*J-Lay*” ou “*S-Lay*”. Tais métodos diferem quanto à forma de instalação como descrito abaixo:

A) J-Lay

O nome *J-lay* vem da geometria de lançamento do duto, em forma de “J”. A característica principal deste método é que o duto deve ser sempre mantido sobre tensão para manutenção da forma. Na instalação tipo “*J-lay*” os tubos são soldados na embarcação durante o lançamento. A limitação do método se resume na existência de apenas uma cabine de montagem na linha principal; por esse motivo as embarcações construtoras fazem o lançamento de juntas múltiplas, normalmente entre 4 e 6 juntas.

B) S-Lay

O método *S-Lay* possui este nome devido a forma geométrica em “S” 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.

Para o lançamento do duto poderá ser utilizada uma das seguintes embarcações: *Solitaire*, *Balder*, Embarcações FDS, *Hercules*.

Estas embarcações, especializadas no lançamento de dutos, e são equipadas com sistema de posicionamento dinâmico, além de sistemas de tensionadores lineares especialmente projetados para suportar as cargas induzidas durante o lançamento.

Testes de Estanqueidade das Linhas Flexíveis

Testes realizados a bordo do LSV

Os testes de vedação de conexões intermediárias flangeadas montadas no navio de lançamento serão feitos imediatamente após a sua montagem e com a conexão ainda a bordo do LSV.

Testes Pneumáticos

Realizados preferencialmente com nitrogênio em todas as conexões intermediárias das linhas de fluxo. Caso haja vazamento de nitrogênio no teste, a conexão será refeita com troca dos anéis de vedação, seguido de novo teste pneumático.

Teste Final das Linhas

Os testes finais para assegurar a estanqueidade e integridade das linhas e de suas conexões flangeadas, bem como das conexões destas linhas com os equipamentos submarinos, consistirão de testes hidrostáticos, utilizando como fluido a água do mar, sendo realizados a partir da própria unidade de produção contra as respectivas ANMs.

A detecção do local do vazamento, caso ocorra, será feita, prioritariamente, sem utilização de um corante traçador.

O procedimento de detecção é realizado seguindo-se as etapas abaixo:

- a) Verificação da queda da pressão no Registrador instalado no FPSO;
- b) Mantendo-se a linha pressurizada, o ROV percorre o duto buscando sinais de vazamento (borbulhamento e jatos de água), principalmente nas conexões;
- c) Na hipótese de localização do vazamento, a linha deverá ser recolhida (*pull-out*) pelo LSV e a conexão ou ponto da linha que apresentou vazamento deverá ser reparada (o);

- d) Na hipótese de constatação de queda de pressão e não localização do vazamento, o duto é recolhido (*pull-out*) para inspeção, manutenção e posterior lançamento;
- e) É realizado um novo teste de estanqueidade.

Procedimentos do Teste Hidrostático

O teste hidrostático é realizado em 4 etapas, conforme detalhado a seguir, sendo o controle de pressão verificado na plataforma, por meio de equipamentos denominados Cartas Registradoras de Pressão, que a registra continuamente.

O teste hidrostático somente poderá ser iniciado, após a estabilização da pressão.

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 (2610 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;

Etapa 2 - Estabilização

O tempo de estabilização da pressão para teste hidrostático é igual a 1 hora.

Etapa 3 - Manutenção da pressão

O tempo de manutenção da pressão para teste hidrostático é de no mínimo 4 horas.

Etapa 4 - Despressurização

A taxa de despressurização não poderá ultrapassar 108 MPa/h (15.664 psi/h).

Comissionamento

Após os testes é necessária a operação de condicionamento (secagem e inertização) dos dutos, através da passagem de *pigs* com um “colchão” de MEG (monoetileno glicol), acompanhado de um *pig* empurrado por nitrogênio.

Teste Hidrostático no Gasoduto

O teste hidrostático é realizado para verificar a integridade estrutural do duto, consistindo na pressurização deste a uma pressão 25% superior à pressão de projeto. Para realização do teste hidrostático é utilizado uma solução de água do mar e um corante orgânico à base fluoresceína a 20% (Fluorene R2) em uma concentração de 40 ppm, que tem como objetivo detectar possíveis vazamentos ou falhas ocorridas durante a instalação/conexão do duto.

O volume total de água salina (adicionada com corante) para o teste hidrostático está estimado em 28.000 m³. O teste hidrostático será executado por um período mínimo de 24 horas após a estabilização da pressão de teste e registrado graficamente para documentação de sua execução.

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, Ultra-som) realizados e aprovados durante a fabricação, eliminando desta forma 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

O desalagamento do gasoduto, ocorrerá junto ao *PLEM ESDV* de PMXL-1, a uma profundidade de aproximadamente 170 m.

A modelagem do desalagamento do gasoduto TUPI-PMXL-1 foi realizada seguindo os parâmetros apresentados na **Tabela II.2.4.F-2** está apresentada no **Anexo II.6-2** da seção II.6 – Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais, deste estudo.

Tabela II.2.4.F-2 – Parâmetros utilizados para a elaboração da modelagem de descarte do efluente do teste hidrostático do Gasoduto TUPI-PMXL-1

CARACTERÍSTICAS DO DESCARTE	
Coordenadas do local do desalagamento	24°21'9,66"
	44°22'56,45"
Lâmina d'água (m)	170
Diâmetro da tubulação de descarte (polegadas)	2
Profundidade do ponto de descarte	170
Taxa de descarte (m ³ /h)	466,97
Duração do descarte (h)	60
Concentração do Corante (ppm)	40

Fonte: Petrobras Datum: SAD 69

G) Curva Prevista para a Produção de Óleo, e Gás

A **Tabela II.2.4.G-1** apresenta os indicadores de produção mensal de óleo e gás, em m³/d, previstos para o Piloto de Tupi. A **Figura II.2.4.G-1** apresenta estas curvas de produção na forma de gráficos.

Tabela II.2.4.G-1 - Indicadores de produção

Data	Óleo (m ³ /d)	Gás (m ³ /d)	Água (m ³ /d)
12/2010	441,74	101.363	0,01
01/2011	3.210,66	736.730	0,22
02/2011	5.365,69	1.231.233	0,41
03/2011	7.949,86	1.824.208	0,58
04/2011	7.806,22	1.791.247	0,62
05/2011	10.278,17	2.358.474	1,60
06/2011	10.511,42	2.411.994	2,10
07/2011	10.389,14	2.383.936	2,18
08/2011	10.304,92	2.364.609	2,20
09/2011	10.268,07	2.356.155	2,19
10/2011	10.257,92	2.353.824	2,16
11/2011	10.251,46	2.352.341	2,12
12/2011	10.266,51	2.355.795	2,05
01/2012	10.277,48	2.358.314	1,98
02/2012	10.281,50	2.359.236	1,93
03/2012	10.280,62	2.359.033	1,88
04/2012	12.805,78	2.938.471	2,47
05/2012	13.651,97	3.132.637	2,98
06/2012	15.100,01	3.464.908	9,92
07/2012	15.100,01	3.464.907	22,98
08/2012	15.099,99	3.464.909	39,66
09/2012	15.099,99	3.464.906	54,86
10/2012	15.100,01	3.464.908	68,96
11/2012	15.100,00	3.464.909	82,21
12/2012	15.100,00	3.464.909	96,35
01/2013	15.100,01	3.464.905	115,94

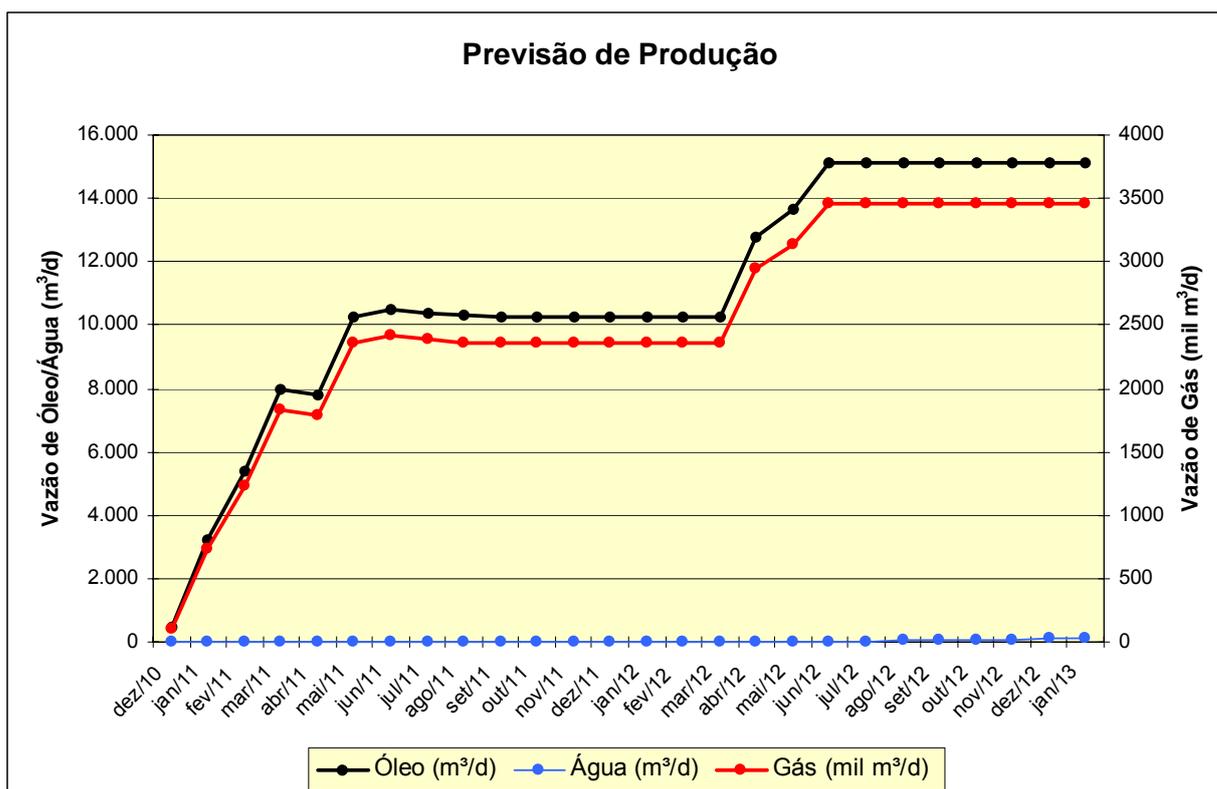


Figura II.2.4.G-1 - Curva de produção de óleo, gás e água para o Piloto de Tupi

H) Caracterização química, físico-química e toxicológica das substâncias passíveis de descarga

Água Produzida

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. O Piloto de Tupi começará a produzir água em 2011 com previsão de 8 m³/dia, alcançando uma vazão de 275 m³/dia em 2012.

Devido a este fato, os testes de toxicidade agudo e crônico com os organismos *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*, bem como a caracterização físico-química da água produzida, não foram realizados. Assim que haja o início da geração de água de produção e estes sejam realizados seus resultados serão encaminhados à CGPEG/IBAMA.

Óleo Produzido

A caracterização química, físico-química do óleo produzido na Área de Tupi é apresentada na **Tabela II.2.4.H-1**. Em relação ao teste toxicológico, ainda não foi possível a realização deste, no óleo dos poços que farão parte do Piloto de Tupi, a PETROBRAS compromete-se a realizá-lo tão logo estes iniciem a produção.

Tabela II.2.4.H-1 – Caracterização do óleo da Área de Tupi

Composição percentual molar (% molar) do fluido de reservatório	
Componentes	Reservatório
CO₂	8.24
N₂	0.37
C₁	51.29
C₂	7.07
C₃	4.87
iC₄	0.90
nC₄	1.79
iC₅	0.59
nC₅	0.86
C₆	1.13
C₇	1.64
C₈	2.10
C₉	1.69
C₁₀	1.55
C₁₁	1.26
C₁₂	1.15
C₁₃	1.19
C₁₄	0.98
C₁₅	0.96
C₁₆	0.75
C₁₇	0.68
C₁₈	0.69
C₁₉	0.63
C₂₀₊	7.62
Peso Molecular C20+	536
Densidade C20+	0,9594
RGO (Razão Gás Óleo)	239
Grau API	27.7

Aditivos Químicos da Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU)

Os aditivos químicos a serem utilizados na Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU) serão o *Vitec 3000* (inibidor de incrustação), *Antichlor* (sequestrante de cloro) e o biocida *RoCide DB-20*, cujas FISPQS são apresentadas no **Anexo II.2.4-1**. Ressalta-se que o produto *RoCide DB-20* será utilizado somente nas operações de manutenção, sendo descartado durante 1 hora apenas 1 vez na semana.

Tabela II.2.4.H-2 – *Composição dos produtos químicos utilizados na SRU do FPSO Brasil.*

Produto Químico	Função	Concentração (ppm)
Vitec 3000	Inibidor de incrustação	3
Antichlor	Seqüestrante de cloro	15
RoCide DB-20	Biocida	100

No teste de toxicidade do efluente, cujo valor mais restritivo refere-se 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.H-3**.

Tabela II.2.4.H-3 - *Limiares de toxicidade considerados para o efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU) 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%

Aditivos Químicos do Teste Hidrostático

Para realização do teste hidrostático é utilizado uma solução de água do mar e um corante orgânico á base fluoresceína a 20% (Fluorene R2) em uma concentração de 40 ppm, que tem como objetivo 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. É solúvel em água, biodegradável e não é 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 o mesmo não apresentou toxicidade para a maioria dos testes agudos realizados com diversos organismos (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 CL50 96h foi de 705,08 ppm. No teste crônico com embriões do ouriço *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 *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, pode se dizer que 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.

Aditivos Químicos da Produção

Os aditivos químicos são produtos utilizados na unidade e nas linhas do sistema de coleta e elevação. Ressalta-se que estes produtos não serão descartados diretamente ao mar.

- Inibidor de Hidrato - Etanol
- Silicone (Anti-Espumante) - DC2-9162, DC2-9145, Polan P JJ Sol
- Antiincrustante - Polan Coridos 93 P10 DO

- Desemulsificante - Dissolvan 974, Dissolvan 040, Dissolvan 948, BD-009
- Polieletrólito - Dismulgan V 3377, Bozefloc 635, EC-1353 A
- Inibidor de Parafina - COMESP 2528S, P 124, REPA 61 VOP
- Sequestrante de H₂S - BD-008-05, Highsorb AL 50, Fongarsorb.T50

I) Caracterização qualitativa e quantitativa da água produzida

Conforme já mencionado, os testes de toxicidade agudo e crônico com os organismos *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*, bem como a caracterização físico-química da água produzida ainda não foram realizados. Assim que estes sejam realizados seus resultados serão encaminhados à CGPEG/IBAMA.

J) Laudos técnicos completos das análises

Os testes de toxicidade dos produtos químicos utilizados na Unidade de Remoção de Sulfatos estão apresentados no **Anexo II.2.4-3**.

Os testes de biodegradabilidade Fluorene R2 que é o corante utilizado no teste hidrostático está apresentados no **Anexo II.2.4-2**.

K) Emissões decorrentes das operações

As estimativas qualitativas e quantitativas para as emissões atmosféricas, dos efluentes sanitários, bem como para os resíduos a serem gerados pela FPSO Cidade de Angra dos Reis durante o Piloto de Tupi, serão caracterizados a seguir:

Emissões atmosféricas

As principais emissões atmosféricas, em operação normal, serão oriundas dos equipamentos responsáveis pela geração de energia para o FPSO. As emissões atmosféricas serão inventariadas através do Sistema Informatizado da PETROBRAS denominado Sistema de Gestão Atmosféricas (SIGEA).

Foram identificados 2 cenários distintos de emissão atmosférica: o primeiro refere-se à fase de instalação e a fase inicial de operação, quando o sistema ainda não tiver atingido a estabilização de produção (Cenário I), em que estará em funcionamento os turbo geradores e a caldeira a diesel; o segundo cenário (Cenário II) refere-se a fase estável de produção, quando estes equipamentos passarão consumir o gás produzido.

Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelos turbo geradores e a caldeira do FPSO Cidade de Angra dos Reis serão os óxidos de nitrogênio (NOx) e de enxofre (SOx), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), material particulado (MP), e hidrocarbonetos totais de petróleo (THP). Os valores horários das emissões podem ser vistos na **Tabela II.2.4.K-1** a seguir:

Tabela II.2.4.K-1- Principais poluentes atmosféricos emitidos pelo FPSO Cidade de Angra dos Reis

Fonte de Emissão	Combustível	Cenário de emissões	Emissões - kg/h						
			NOx	CO	CH4	SOx	MP	HCT	CO2
Flare	Gás	II	0,21	1,19	5,19	---	0,28	6,84	341,30
Turbo Gerador Principal 1	Gás	II	40,15	10,30	1,07	---	0,83	1,34	15970,00
	Diesel Marítimo	I	99,40	0,37	---	45,73	1,35	0,05	20900,00
Turbo Gerador Principal 2	Gás	II	40,15	10,30	1,07	---	0,83	1,34	15970,00
	Diesel Marítimo	I	99,40	0,37	---	45,73	1,35	0,05	20900,00
Turbo Gerador Principal 3	Gás	II	40,15	10,30	1,07	---	0,83	1,34	15970,00
	Diesel Marítimo	I	99,40	0,37	---	45,73	1,35	0,05	20900,00
Gerador Auxiliar 1	Diesel Marítimo	*	2,85	0,01	---	1,31	0,04	0,001	597,70
Gerador Auxiliar 2	Diesel Marítimo	*	2,85	0,01	---	1,31	0,04	0,001	597,70
Gerador de Emergência	Diesel Marítimo	*	1,90	0,01	---	0,87	0,03	0,001	398,50
Caldeira Principal	Gás	II	9,34	3,88	0,11	---	0,35	0,51	7796,00
	Diesel Marítimo	I	10,55	2,19	0,02	21,57	0,87	0,11	9831,00
Caldeira de Emergência	Diesel Marítimo	*	20,37	4,23	0,04	41,66	1,69	0,21	18990,00

* Utilizado somente em situação de emergência.

Fonte: Sistema de Gerenciamento de Emissões Atmosféricas (SIGEA) - PETROBRAS

Efluentes Sanitários

O sistema sanitário do FPSO Cidade de Angra dos Reis coletará as águas oriundas de vasos sanitários e dos banheiros, lavanderias e cozinha. Seu volume é variável em função do número de pessoas a bordo da plataforma, estimado em média de 100 pessoas. Considerando o uso médio de 150 litros diários por pessoa, o volume gerado poderá chegar a 15,0 m³/d. O sistema é composto uma unidades de tratamento do tipo *Hamworthy Super Trident* ST10, cada uma com capacidade para tratamento de 15,81 m³/d de efluente sanitário.

Restos Alimentares

Os restos alimentares produzidos no FPSO Cidade de Angra dos Reis serão recolhidos e encaminhados para o sistema de trituração, sendo reduzidos a tamanho inferior a 25 mm, conforme as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartadas ao mar. A estimativa da quantidade de restos alimentares para 100 pessoas é de 40 kg/d.

Água de Resfriamento

A captação da água salgada do oceano para uso no resfriamento dos equipamentos da planta de processo (motores, equipamentos elétricos, ar condicionado, sistemas de utilidades e produtos).

Desta forma, a vazão de descarte desta água poderá ser no máximo equivalente ao volume de captação. Ressalta-se que essa água percorrerá circuito fechado na unidade, não havendo possibilidade de contaminação com qualquer tipo de produto, mas apenas tendo sua temperatura elevada. Para descarte, todo o sistema foi dimensionado de forma que a temperatura não seja superior a 40°C.

Água do Sistema de Drenagem

O sistema é composto por 3 sub-sistemas:

- Sistema aberto contaminado
- Sistema aberto não contaminado
- Sistema fechado

Sistema aberto contaminado

As águas de drenagem que compõem o sistema aberto contaminado são geradas na unidade e correspondem às 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 por bombas para o sistema separador de água e óleo (SAO) através do tanque de *slop* sujo.

Caso o efluente tenha nível de TOG acima de 29 ppm a válvula é fechada e o efluente retorna ao sistema para tratamento. O efluente descartado é quantificado através do controle do número de vezes que o volume do tanque é descartado ao mar.

Sistema aberto não contaminado

As águas de drenagem que compõem o sistema aberto não contaminado são geradas por águas de lavagem e águas pluviais que incidem em áreas sem possibilidade de contaminação por óleo. Esta corrente é encaminhada para o tanque de *slop* sujo, por gravidade.

Sistema fechado

O sistema fechado de drenagem é composto pelos equipamentos de processo (tanques, trocadores de calor, vasos, etc.) quando da necessidade de sua manutenção. Estes líquidos são bombeados para o tanque de óleo *off-spec*.

L) Descrição dos sistemas de segurança e de proteção ambiental

Sistema de Ancoragem

O FPSO Cidade de Angra dos Reis será ancorado na Área de Tupi, em lamina d'água de 2140 metros, por um sistema do tipo *Spread Mooring* que é composto por 24 linhas de ancoragem, divididas em 4 grupos de 6 linhas cada.

Cada uma das linhas é composta de um trecho inferior de amarras, um trecho de cabo de poliéster e um trecho superior de amarra, chamada amarra de superfície. A configuração das linhas de ancoragem é em catenária livre, e os pontos fixos de ancoragem no leito marinho serão feitos por meio de estacas torpedos. A ancoragem do FPSO em sistema *Spread Mooring*, foi dimensionada e testada para operar em condições ambientais extremas (combinação de ventos, ondas e correnteza), sem causar danos a outros equipamentos e instalações submarinas no local.

As tensões de trabalho das 24 linhas instaladas garantem um passeio máximo do FPSO de 7 % da lamina d'água na condição intacta das linhas e 7,5 % na condição de uma linha rompida.

Todas as linhas de ancoragem possuirão dispositivos de monitoramento de tensão permitindo verificação da integridade do sistema de ancoragem como um todo, além disso, este sistema será inspecionado visualmente em frequência não superior a cada 2,5 anos, por meio de ROVs, e com relatórios a serem 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*.

A **Tabela II.2.4.L-1** apresenta a composição do sistema de ancoragem.

Tabela II.2.4.L-1 - Sistema de ancoragem do FPSO Cidade de Angra dos Reis

Ccomponente	Descrição	Carga de ruptura
Estaca	Torpedo T-98	
Amarra de fundo	114 mm grau R3	1031 t
Cabo de poliester	188 mm	1031 t
Amarra de superfície	114 mm grau R3S	1151 t

O processo de fixação do ponto de ancoragem (estaca torpedo - **Figura II.2.4.L-1**) consiste na descida da estaca até uma profundidade calculada, com um cabo de aço conectado no topo do mesmo, quando então o sistema é liberado caindo por gravidade. A estaca torpedo penetra no solo marinho sendo que o comprimento da estaca que penetra no fundo do mar, e o ângulo de inclinação da estaca são parâmetros a serem monitorados para o aceite da operação.



Figura II.2.4.L-1 – Estaca do tipo torpedo a ser utilizada na ancoragem

A operação de ancoragem divide-se em 3 fases:

Fase (1): Pré-lançamento do ponto de ancoragem:

Esta fase compreende a instalação das estacas torpedos, amarras de fundo e elos de conexão para cada uma das linhas de ancoragem, e é realizada antes da chegada do FPSO na locação.

Esta fase será realizada com a utilização de embarcações de manuseio de componentes de ancoragem, designadas AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*), e uma embarcação de suporte, designada RSV (*Remote Survey Vessel*), para operação do ROV.

Devido ao fato das embarcações que serão utilizadas no processo de ancoragem do FPSO Cidade de Angra dos Reis serem constantemente utilizadas nas diversas Unidades de Negócios de E&P da PETROBRAS, além das incertezas em relação às datas do início da atividade do Piloto de Tupi, algumas das embarcações, que poderão ser utilizadas neste procedimento, são *Maersk Boulder*, *Maersk Handler*, *Far Santana*, *Far Senior*, (**Figura II.2.4.L-2 a,b**)

nomeados para fins de entendimento do texto abaixo, como AHTS-1 e AHTS-2. As informações referentes a estas embarcações foram encaminhados ao CGPEG/DILIC/IBAMA através da Carta UN-BC/SMS/CLA nº 0169/2008, em 30/06/08 solicitando a inclusão destas nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado nas Embarcações do tipo LSV, DSV, RSV.



Figura II.2.4.L-2 - Foto das embarcações de suporte Maersk Boulder (a) e Far Senior (b), que poderão ser utilizadas na instalação da ancoragem do FPSO Cidade de Angra dos Reis.

Ao chegar na locação, o AHTS-1 é posicionado nas coordenadas de lançamento das âncoras, os componentes da linha de ancoragem são montados (amarras, elos de conexão e cabos de trabalho dos barcos de manuseio), sendo em seguida realizado o *overboarding* do torpedo com cabo de aço auxiliar (movimentação do torpedo e componentes no convés para posicioná-los fora da embarcação). Posicionado o torpedo na altura de tiro adequada, a embarcação libera a queda do torpedo. São monitorados os parâmetros da queda e da cravação e estando dentro do esperado o sistema é abandonado para posterior conexão das amarras. Caso os parâmetros não estejam conformes o torpedo é descravado para novo tiro.

O AHTS-2 terá como função armazenar parte dos materiais necessários repassando-os ao barco lançador e participar do descravamento do torpedo caso o lançamento seja rejeitado.

No Final desta fase a amarra de fundo interligada aos cabos intermediários de poliéster. Após o engate, o AHTS lançador abandona a linha conectada com bóia, a qual terá as funções de sustentação do peso da linha e marcação da posição da mesma.

Fase (3) *Hook-up* e tensionamento das linhas de ancoragem:

O hook-up tem início após a chegada do FPSO na locação e consiste na conexão do topo do sistema pré-lançado com a amarra de topo, e conexão desta amarra ao seu respectivo mordente a bordo do FPSO. Após o *hookup* as linhas de ancoragem são tensionadas pelos guinchos do FPSO e, alcançando a tensão de projeto, as amarras são travadas em componentes denominados *chain stopper* (mordente).

Nesta etapa, serão disponibilizados pelo menos 6 rebocadores, os quais deverão atuar nas atividades de reboque e posicionamento do FPSO Cidade de Angra dos Reis dentro do quadro de bóias visando limitar a deriva da unidade, conexão dos sistemas pré-lançados com o FPSO, tensionamento das linhas de ancoragem até a tensão de projeto e travamento das linhas nos mordentes (*chain stoppers*) do FPSO. Quando o FPSO Cidade de Angra dos Reis alcançar as proximidades da sua locação, este passará então a ser conduzido pelos rebocadores designados no procedimento, visando o início da fase (2) da operação de ancoragem. O conjunto se aproximará lentamente da localização final, numa direção que seja favorável considerando as condições ambientais presentes, principalmente levando em consideração as variáveis: vento e corrente.

Após o posicionamento e travamento da unidade, serão repassados do FPSO Cidade de Angra dos Reis para a embarcação AHTS-1, um cabo mensageiro e um trecho de amarra provisória. A embarcação AHTS-1 conectará a amarra de topo à amarra provisória.

Simultaneamente, a AHTS-2 pescará a bóia de marcação e conseqüentemente, a ponta do sistema de ancoragem lançado na fase (1), conectará ao cabo de poliéster superior (último cabo de poliéster), o qual será lançado na água.

Em seguida, a AHTS-1 transferirá a ponta da amarra de topo à embarcação AHTS-2, para que esta seja conectada ao último cabo de poliéster, e a conexão final lançada na água.

O guincho principal do FPSO Cidade de Angra dos Reis recolherá a amarra provisória e parte da amarra de topo até atingir o ponto de travamento no mordente (*chain stopper*) que corresponde ao valor da tensão de projeto da linha de ancoragem.

Caso necessário, para diminuir o peso da amarra e facilitar o tencionamento pelo guincho do FPSO, uma das AHTS poderá pescar parte da amarra com garatêa suspendendo-a com seu guincho e aliviando a tensão no guincho da unidade de produção.

Uma embarcação de suporte com ROV (RSV) participará de todas as operações de recuperação e instalação.

Ancoragem das Linhas Flexíveis

Tendo em vista as cargas dinâmicas nos pontos em que os *risers* suspensos tocam o solo marinho, causadas pelos movimentos do FPSO devido às diversas condições ambientais, e com o objetivo de absorver as cargas horizontais induzidas pelos *risers* e manter a configuração das linhas em catenária livre, será necessário ancorar algumas linhas flexíveis.

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

O lançamento das estacas torpedos para ancoragem de *risers* é mais simples que de ancoragem de um FPSO. Para o lançamento será necessária somente uma embarcação com características semelhantes dos navios com ROV empregados no procedimento de ancoragem do FPSO Cidade de Angra dos Reis.

A instalação das estacas consiste na descida do torpedo até uma profundidade entre 40 e 60 metros do fundo do solo marinho, com cabo de aço conectado ao sistema de ancoragem, quando então é solto por gravidade. Com as marcas pintadas em cores nas amarras é possível verificar através de câmeras do ROV, se a penetração de projeto foi obtida. Após a operação ser bem sucedida, é então, cortado o cabo de sacrifício com auxílio do ROV.

Após a instalação das estacas, as linhas serão fixadas a estas estacas por meio de colares e rabichos de amarra com auxílio do ROV do barco de instalação das linhas, conforme está ilustrado no esquema da **Figura II.2.4.L-3** abaixo. A especificação deste sistema considerará a capacidade de carga dos componentes tendo como base parâmetros de projeto.

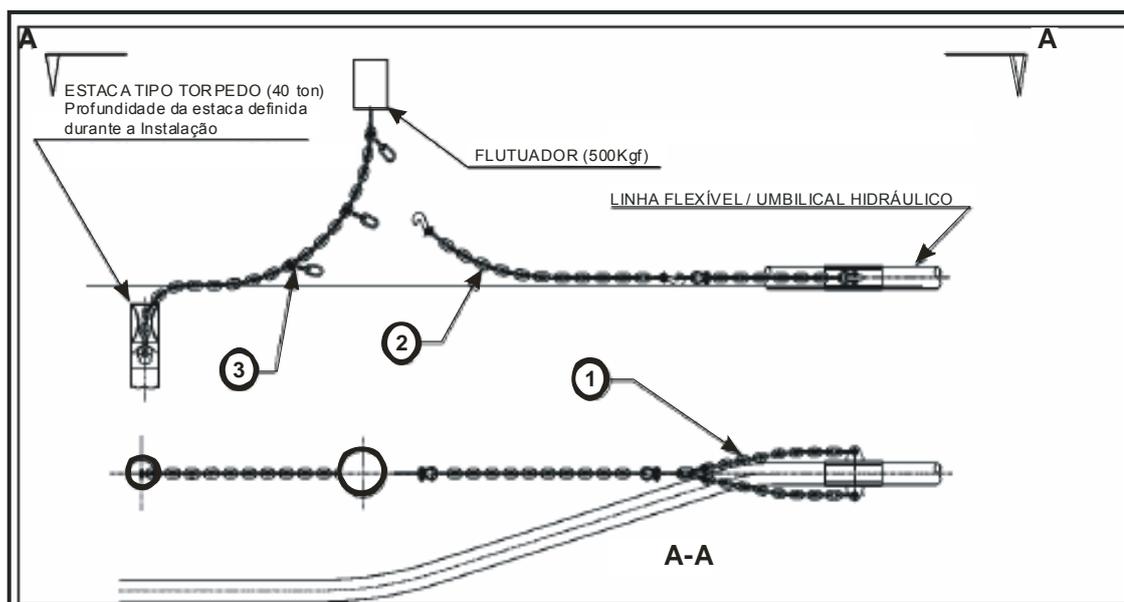


Figura II.2.4.L-3 - Esquema do sistema de ancoragem das linhas de fluxo.

A ancoragem será realizada após o *pull-in* do mesmo no FPSO Cidade de Angra dos Reis. As linhas que precisarem ser ancoradas serão lançadas já com seu colar de ancoragem. As estacas do tipo torpedo, já estarão cravadas em posição pré-determinada. O lançamento das estacas e a interligação dos elos de ancoragem (entre a estaca e o colar sobre a linha) serão feitos através de ROV das possíveis embarcações de lançamento de dutos flexíveis (LSV – *Sunrise 2000*, *Seaway Condor*, *Pertinácia* e *Lochnagar*).

As informações referentes às embarcações foram encaminhadas ao CGPEG/DILIC/IBAMA como parte integrante do Projeto de Controle da Poluição para embarcação tipo LSV's, aprovado através do Ofício ELPN/IBAMA nº 847/04 o qual encaminha o Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº205/04, de 26/11/2004 e Ofício CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 0380/08 de 30/04/08, possibilitando a operação do Projeto Continuada em outras bacias sedimentares.

Sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos

Os sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos foram projetados de forma a atender aos requisitos estatutários (ex.: Requisitos de Bandeira, SOLAS, MARPOL, ISM CODE, ISPS CODE, Classificadora, Legislação do país, etc), Requisitos do cliente e requisitos internos da Operadora.

Sistemas de Segurança e Manutenção

- Sistema de Segurança e Bloqueio (SSDS)

O Sistema de Segurança e Bloqueio (SSDS) do FPSO Cidade de Angra dos Reis foi desenvolvido com base no API RP 14C (7ª edição, Março de 2001), entre outros 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 - tem por objetivo identificar as escalas de risco que podem ocorrer durante a operação). O Sistema de Segurança e Bloqueio (SSDS) consiste dos seguintes sistemas integrados:

- Sistema de Gás e Incêndio (FGS);
- Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD);
- Sistema de Bloqueio de Processo (PSD).

Fazem parte do Sistema de Segurança e Bloqueio (SSDS) os equipamentos transmissores, sensores e interruptores manuais, o sistema lógico, as válvulas solenóides de bloqueio e a interface operacional. Todos os elementos do SSDS são completamente dissociados, dos elementos utilizados no Sistema de Controle de Processamento (SCP), tanto do ponto de vista físico como elétrico.

Os sistemas foram desenvolvidos 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 SSDS é proveniente de duas fontes independentes de energia, sendo uma sobressalente.

O Sistema de Gás e Incêndio (FGS) atende a todo o FPSO e foi desenvolvido obedecendo à critérios da certificadora, entre outros. De maneira geral, o FGS 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 através do sistema público de informação desencadeando uma série de ações que visam minimizar as consequências do evento. Ações de controle encontradas no FGS têm interface direta com o Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD) e permitem a evacuação dos tripulantes com segurança. O FGS consiste de:

- 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;
- Permitir imediata e exclusiva operação;
- Efetuar extensos diagnósticos de fornecimento de energia e circuitos elétricos, devido a perda de energia ou falhas;
- Alarmar imediatamente no painel de controle quando da detecção de incêndio;
- Painel central de FGS para o FPSO localizado na sala de controle, que contempla toda a área de processo e recebe informações consolidadas dos sub-painéis localizados em outras áreas do FPSO;
- Sub-painel que atende as acomodações localizados 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 Infra-vermelho (IR);
- Alarmes visuais e sonoros.

Sistema Emergencial 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;
- Permite fácil manutenção, reparo e identificação de falhas.

Sistema de incêndio

O FPSO Cidade de Angra dos Reis é protegido por sistemas de incêndio convenientemente localizados em diversas áreas da unidade. Os sistemas são do tipo dilúvio, automaticamente ativados por fusíveis ou manualmente na sala de controle.

O heliponto e a área de *offloading* são protegidos por sistema de extintores de espuma. O maquinário existente no FPSO Cidade de Angra dos Reis, bem como espaços entre os equipamentos são equipados com extintores fixos de CO₂ ou *Water mist*.

O sistema de combate a incêndio compreende 2 bombas, com capacidades de 560 m³/h e 280 m³/h para atender a 100% da demanda requerida no FPSO. A **Tabela II.2.4.L-2** apresenta os equipamentos para combate a incêndio no FPSO Cidade Angra dos Reis.

Tabela II.2.4.L-2 - Equipamentos utilizados no sistema de combate a incêndio.

Equipamento	Características
Bomba de incêndio #1	560 m ³ /h
Bomba de incêndio #2	280 m ³ /h
Bomba <i>jockey</i>	72 m ³ /h
Tanque de espuma #1	6000 litros
Tanque de espuma #2	100 litros
Equipamento de CO ₂ / <i>WATER MIST</i>	Distribuídos na sala de máquinas, sala de bombas, etc.

O sistema de combate a incêndio é composto de:

- 1- Sistema de Água;
- 2-Sistema de espuma;
- 3-Sistema a gás de combate a incêndio;
- 4-Extintores portáteis
- 5 – Water Mist

Sistema de água

- Rede plug-fusível

Este sistema consiste em manter uma rede de tubo inox, de diâmetro de 3/8", pressurizado 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 seqüência 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 e área de produtos químicos e *flare*.

- 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 ou gás.

A água para combate a incêndio da área de *topside* e do casco será proveniente de um sistema dedicado que terá duas bombas de incêndio independentes, dimensionadas para atender a 100% do pior cenário de incêndio. Caso haja perda de energia as bombas continuarão a operar, pois são acionadas por motores a diesel de emergência independentes.

O FPSO Cidade de Angra dos Reis possui, também, estações com hidrantes e mangueiras de incêndio, que além de atenderem à pontos existentes na embarcação, atendem ao *heli-deck* e os 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 estando 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.

Sistema de espuma

O FPSO Cidade de Angra dos Reis conta 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 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 utilizados, adaptando-os rapidamente aos hidrantes do sistema fixo do anel de incêndio. Neste sistema utiliza-se também o princípio de arraste.

Sistema gasoso de combate a incêndio

Sistemas de CO₂ 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 CO₂.

As baterias de CO₂ estão localizadas no compartimento de CO₂ a ré no primeiro *deck*, na sala de CO₂ e em botoeiras distribuídas pelos diversos pontos

da embarcação. Em caso de necessidade, este sistema somente poderá acionado manualmente por operadores, para a certeza de não haver pessoas dentro da área afetada.

O sistema de segurança da unidade FPSO Cidade de Angra dos Reis é composto de vários sistemas e subsistemas, compostos por unidades fixas e móveis de detecção e combate a incêndio, onde se destacam:

Extintores Portáteis de Incêndio

Extintores de incêndio serão disponibilizados de acordo com a legislação brasileira pertinente.

Sistemas de manutenção

A unidade FPSO Cidade de Angra dos Reis possui um padrão documentado contendo diversos procedimentos referentes a todas as atividades de manutenção preventiva, preditiva e corretiva dos equipamentos que compõem a unidade.

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 do FPSO Cidade Angra dos Reis. Fazem parte dos recursos de abandono o helicóptero, as baleeiras e os botes salva-vidas. O FPSO Cidade de Angra dos Reis conta com 4 baleeiras com capacidade para 50 pessoas cada, 5 balsas salva-vidas com capacidade para 25 pessoas cada e 1 barco resgate para 6 pessoas.

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 Cidade de Angra dos Reis ou requerer resgate de pessoas feridas. Estão previstos 2 Sistemas de Comunicação a bordo do FPSO:

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.

Sistema de Radiocomunicações e Sistema para Salvaguarda da Vida Humana no Mar (GMDSS):

Sistemas constituídos de transceptores para radiocomunicação em diversas faixas de frequências (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 - *Uninterrupted Power Supply*).

No caso de uma emergência a bordo do FPSO Cidade de Angra dos Reis, devem ser contatados os serviços de resgate e os escritórios da PETROBRAS em Santos. Essas ações devem ser conduzidas a partir da sala de rádio, baseadas nas instruções fornecidas Fiscal da Petrobras a bordo. Esse processo de comunicação será deve ser conduzido via telefone e rádio VHF, incluindo 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* (*voice and facsimile*);
 - 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.

Sistemas de medição e monitoramento

A medição de fluidos seguirá o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP (Portaria Conjunta N.1 de 2000 – ANP/INMETRO). Para as medições fiscais de óleo, serão utilizados medidores do tipo ultra-sônico, com incerteza de medição inferior a 0,2%. Para as medições de apropriação de óleo, medidores do tipo deslocamento positivo, turbina ou mássico, com incerteza de medição inferior a 0,6%. Para as medições fiscais de gás, medidores do tipo placa de orifício ou ultra-sônico, com incerteza de medição total inferior a 1,5%. Para medições de apropriação de gás, medidores do tipo placa de orifício ou ultrasônico, com incerteza de medição total inferior a 2%. Para medições operacionais de gás, medidores do tipo placa de orifício ou ultra-sônico, com incerteza de medição total inferior a 3%. Para medição de água, medidores tipo magnético com incerteza de medição inferior a 1%.

Sistemas de geração de energia de emergência

O sistema de geração de energia de emergência do FPSO Cidade de Angra dos Reis consiste de um turbo gerador reserva a diesel de 1.2 MW a diesel com consumo estimado de 106,51 m³/mês.

Esse sistema opera independente do sistema de geração de energia principal, sendo distribuído por cabeamento de emergência dedicado.

Sistema de Tratamento e Descarte de Efluentes Sanitários

O sistema de tratamento de efluentes contará com uma unidade de tratamento de esgoto que terá como princípio lodo ativado, sistema de aeração e cloração do efluente antes do descarte ao mar. Em linhas gerais, essa unidade é 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. Após passar pelo primeiro tanque, o efluente é enviado para o tanque de decantação.

O sistema será constituído por uma unidade do tipo *Hamworthy Super Trident* ST10 (**Figura II.2.4.L-4**). Com capacidade de processamento de 15,81 m³/d possibilitando ao sistema atender a todos os 100 tripulantes do FPSO Cidade de Angra dos Reis.

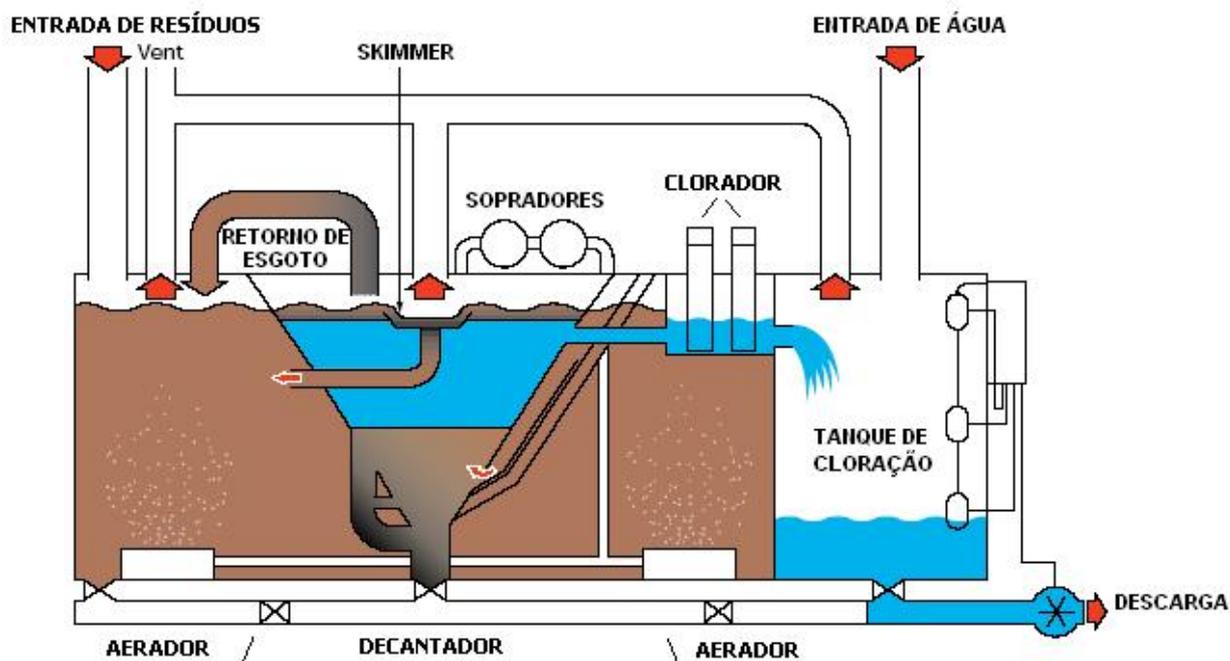


Figura II.2.4.L-4 - Desenho esquemático de uma Unidade de Tratamento de Efluentes Sanitários.

A unidade de tratamento de efluentes sanitários possui sistema de manutenção e inspeção programado com manutenções corretivas, a fim de manter o equipamento operando dentro dos padrões previstos pelo fabricante e atendendo aos padrões estabelecidos pela legislação pertinente.

Águas e resíduos de cozinha

Os resíduos orgânicos serão triturados em partículas com tamanho inferior a 25 mm segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartados ao mar, a uma distância maior que 12 milhas náuticas da costa. A estimativa da quantidade de restos alimentares, para 100 pessoas, é de 40 kg/d.

Todos os resíduos descartados serão registrados no livro de resíduos da embarcação conforme solicitado pela MARPOL.

O triturador é submetido a manutenção e inspeção segundo o programa de manutenção e inspeção MODEC, a fim de manter o equipamento operando dentro dos padrões estabelecidos.

Sistema de Tratamento de Água de Produzida

O Piloto de Tupi começará a produzir água em 2011 com previsão de 8 m³/dia, alcançando uma vazão de 275 m³/dia em 2012.

O Piloto de Tupi começará a produzir água em 2011 com previsão de 8 m³/dia, alcançando uma vazão média de 275 m³/dia em 2012.

Toda água produzida na planta de processo será encaminhada para um sistema de tratamento específico (com capacidade de até 14.400 m³/d). A água oleosa será resfriada, passará por um processo de separação centrífuga nos hidrociclones e, uma vez atendidas as especificações mínimas do teor de óleo e graxa, a mesma será descartada ao mar.

O sistema de processamento de hidrocarbonetos do FPSO Cidade de Angra dos Reis será projetado com capacidade de processamento de 100.000 bpd de óleo e 5,0 MM m³/d de compressão de gás e a capacidade nominal da planta de tratamento de até 14.400 m³/dia de água produzida. Caso eventualmente a produção exceda esta capacidade nominal, a vazão total ficará sempre limitada à capacidade da planta de tratamento de água produzida, garantindo um TOG de até 29 ppm para descarte, de acordo com o preconizado na Resolução CONAMA nº 393/07.

O teor de óleo na água descartada será monitorado e registrado, se o teor de óleo ultrapassar 29 ppm, a válvula de descarga do costado do FPSO fecha-se automaticamente, abrindo-se outra válvula automática que direciona o efluente aos tanques de *slop*. O monitor de TOG possuirá alarme visual e sonoro 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.

A **Figura II.2.4.L-5** apresenta um fluxograma mostrando o sistema de tratamento de água produzida.

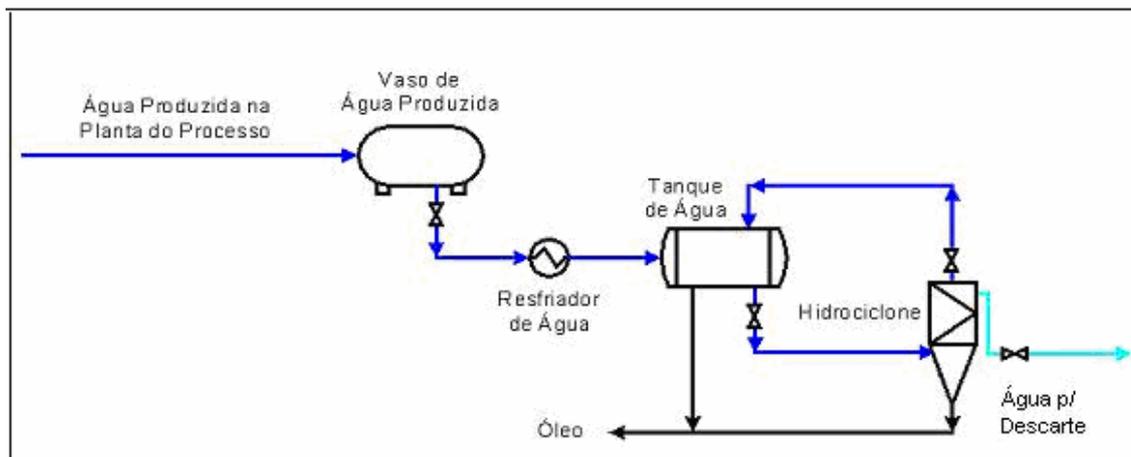


Figura II.2.4.L-5 – Fluxograma de tratamento de água produzida

Drenagem

O sistema de drenagem é composto de drenagem aberta e drenagem fechada.

A drenagem fechada é a drenagem manual proveniente dos equipamentos que manuseiam hidrocarbonetos, sem contato com a atmosfera. Este tipo de drenagem atende aos coletores relacionados à coleta de hidrocarbonetos líquidos de todos os vasos do processo de produção de óleo e gás, quando da necessidade de manutenção destes equipamentos. Assim, estes são despressurizados e os resíduos oleosos encaminhados para o tanque de drenagem fechada. 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.

A drenagem aberta é dividida entre drenagem aberta de áreas não classificadas e classificadas. Enquanto esta última é a drenagem proveniente de pisos e *skids* de áreas que possam oferecer risco de contato com atmosferas explosivas ou vazamento de gás, as áreas não classificadas (áreas seguras) não propiciam ao líquido o contato com atmosferas explosivas ou gás e são provenientes de água da chuva e dilúvio.

Os líquidos da drenagem aberta serão direcionados para o vaso de dreno aberto, que separa líquido do gás. O gás é ventilado para local seguro, enquanto o líquido oleoso segue para o tanque de drenagem que por gravidade separará a água do óleo. A água oleosa do tanque de drenagem é encaminhada para o sistema separador de água e óleo (SAO). Esse equipamento possui alarme visual

e sonoro que avisa caso o TOG no efluente seja superior ao padrão estabelecido de 29 ppm (CONAMA 393/07). Caso o efluente tenha nível de TOG acima de 29 ppm a válvula é fechada e o efluente retorna ao sistema para tratamento. O efluente descartado é quantificado através do controle do número de vezes que o volume do tanque é descartado ao mar.

Toda água oleosa com TOG acima de 29 ppm será estocada em tanques de *slop*, sendo então transferida para os navios aliviadores.

Desta forma, os possíveis vazamentos nos equipamentos da planta de processo são recolhidos nas bandejas (*skids*) e direcionados por gravidade para o tubulão do sistema de dreno aberto localizado sob a planta de processo, de onde seguem através de linhas providas de sifão para os tanques de *slop*.

O SAO é submetido a manutenção e inspeção segundo o programa de manutenção e inspeção da MODEC, a fim de manter o equipamento operando dentro dos padrões estabelecidos.

Sistema de coleta e destinação de óleos usados

Os óleos usados, resultantes da manutenção mecânica dos equipamentos e da troca de óleo são totalmente removidos em tambores metálicos de fechamento hermético, devidamente identificados, e posteriormente desembarcados, para destinação final.

M) Perspectivas e Planos de Expansão da Produção

A implantação do Piloto de Tupi tem por objetivo obter dados que serão utilizados na definição dos projetos de desenvolvimento definitivo da produção da Área de Tupi e nos estudos de desenvolvimento da tecnologia de produção para as acumulações do Pré-Sal da Bacia de Santos.

Dessa forma, procura-se, de forma a maximizar as informações a serem obtidas dos reservatórios, e reduzir as incertezas do desenvolvimento definitivo. Com as informações reveladas pelo Piloto de Tupi pode ser melhorado capturando um valor adicional que seria “perdido” caso se confirme um cenário otimista de reservatório, ou evitando um revés econômico caso a hipótese pessimista venha a ser conhecida durante a fase de implantação do projeto.

As informações obtidas a partir do Piloto de Tupi serão fundamentais para a implantação do sistema definitivo de produção de óleo e gás, na Área do Pré-Sal, contribuindo para um expressivo aumento da produção de óleo no Brasil.

N) Infra-estrutura de apoio

Terminal Portuário de Apoio Marítimo

O terminal de apoio marítimo a ser utilizado durante no Piloto de Tupi será a base que pertencente a Poliportos. O terminal Poliportos está localizado na zona portuária da cidade do Rio de Janeiro, na costa oeste da Baía de Guanabara, no endereço comercial Rua General Gurjão, nº 2, Caju, Rio de Janeiro, RJ, Cep: 20931-040.

O terminal Poliportos se encontra em processo de renovação da Licença de Operação (LO), as cópias da carta de solicitação de renovação de licença e da LO vencida se encontram no **Anexo II.2.4-4**.

A **Figura II.2.4.N-1**, a seguir, apresenta a localização da Poliportos e demais terminais do complexo portuário:



Figura II.2.4.N-1 - Vista Aérea da Poliportos

Acessos Rodoviários

O acesso rodoviário ao Terminal da Poliportos é feito pelas seguintes rodovias: a BR-040, que liga a região sudeste à centro-oeste; a BR-101, que permite ligação com o nordeste; BR-116 para ligação com o sul e norte, além da RJ-071 e RJ-104.

O transporte de material, por vias rodoviárias, será feito através 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.

Acessos Ferroviários

A base do Poliportos 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).

Acessos Hidroviários

- *Barra*

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, mais rasa, com 17 m de profundidade.

- *Instalações Físicas*

As instalações físicas do Poliportos contam com uma área operacional de 300.000 m², sendo 60.000 m² de área coberta para armazenagem, e 240.000 m² de área para estocagem de produtos. As instalações do terminal da Poliportos consistem em:

- Cais: 2 píeres, um com 230 m de extensão e calado de 7,5 m e o outro com 230 m de extensão e calado de 6,5 m.
- Canal de acesso com comprimento de 6 km, largura de 150 m e profundidade variando de 17 m canal varrido até menos 6,5 m (bacia de evolução);
- Bacia de evolução de 375 m x 800 m, com calado de 6,5 m
- Capacidade de 4.500.000 t/ano;
- Três armazéns com 55.000 m² para produtos alfandegados;

O terminal da Poliportos conta ainda com os seguintes equipamentos apresentados no **Quadro II.2.4.N-1** a seguir:

Quadro II.2.4.N-1 - Lista de equipamentos do terminal da Poliportos

EQUIPAMENTOS	QUANTIDADE	CAPACIDADE
<i>Top loader Milan / Luna</i>	02	37 t
Guindastes sem trilhos	02	---
<i>Pallets</i>	2.500	---
<i>Reach Stacker Sisu</i>	01	45 t
Cintadeira de Volumes	01	---
Pontes Rolantes	14	15 a 100 t
	22	2 a 8 t
Empilhadeiras	02	13 t
	03	7 t
	01	4 t
	11	2,5 t
Garras Hidráulicas (Bobinas)	04	---
Pórtico Rolantes	01	30 t
Lingas	40	---
Paleteiras	03	---
Balanças Rodoviárias	02	60 t

Área para Armazenamento Temporário de Resíduos

Os resíduos gerados durante o Piloto de Tupi serão desembarcados por barcos de apoio de acordo com o Manual de Gerenciamento de Resíduos (MGR) da Petrobras. Os resíduos serão acondicionados em tambores claramente identificados e enviados para as instalações da Poliportos RJ, onde serão temporariamente armazenados até encaminhamento à sua destinação final. No Poliportos os resíduos serão acondicionados em baias apropriadas, as quais são dotadas de canaletas que orientam possíveis vazamentos no caso de resíduo oleoso. Na Figura II.2.4-18 pode ser observada a área de armazenagem temporária dos resíduos e apoio, observa-se também a caixa coletora de resíduos oleosos.

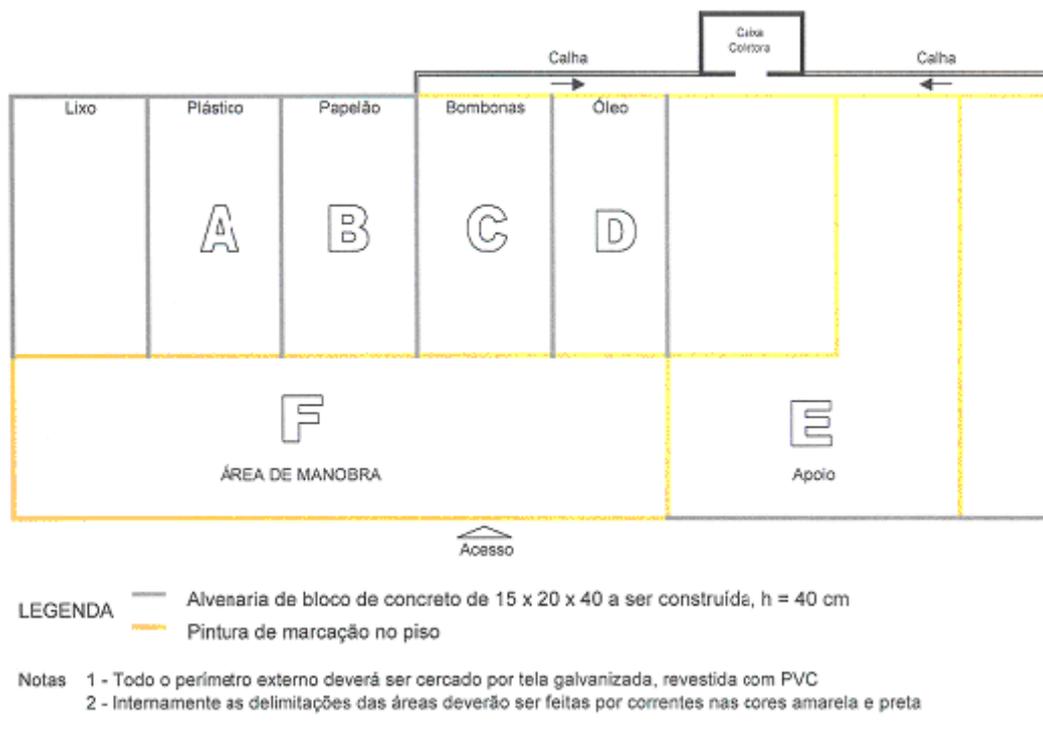


Figura II.2.4.N-2 - Área de armazenagem temporária de resíduos e apoio

Cada resíduo estará acompanhado pela devida FCDR (Ficha de Controle e Disposição de Resíduos), conforme procedimento do programa de controle da poluição que faz o controle da movimentação de entrada e saída dos resíduos. O acompanhamento e controle das FCDRs é feito através do Sistema de Gerenciamento de Resíduos - SIGRE.

Os procedimentos operacionais relacionados à coleta e destinação final dos diferentes resíduos gerados durante a produção estarão descritos em detalhe no Projeto de Controle da Poluição, a ser submetido à apreciação do IBAMA.

Instalações de Abastecimento de Combustíveis e Água do Terminal Poliportos

O terminal Poliportos possui as seguintes instalações para abastecimento de combustíveis e água:

- Água: disponibilidade de 3 tomadas com vazão de 150 m³/h cada. Implantação de tancagem de 1.800 m³;
- Óleo diesel: implantação de área de tancagem de diesel de 4.000m²;
- Canaletas para acesso às áreas dedicadas para o combustível, granéis sólidos e líquidos, fluidos de perfuração e óleo diesel;
- Chuveiro lava-olhos para acidentes com produtos químicos;
- Três hidrantes para combate á incêndio;

Localização dos Centros Administrativos

A parte gerencial, técnica e administrativa para suporte as suas unidades marítimas, está sediada no Edisa I, na Rua Dom Pedro II, nº25, Centro, Santos, SP e no Edisa II, na Avenida Conselheiro Nébias, nº159, Santos, SP. No Edisa I e Edisa II trabalham cerca de 700 empregados, próprios e contratados.

Operação de Barcos de Apoio

A Bacia de Santos, conta com uma frota marítima em operações de apoio com aproximadamente 26 embarcações. Estas embarcações prestam serviços de transporte de equipamentos, insumos, abastecimento de água potável, alimentos, diesel, resíduos, podendo ainda, executar o transporte de pessoal para a plataforma ou para embarcações, ou ainda destas para o continente. Algumas são dotadas de equipamentos especiais para lançamento de linhas, equipamentos para mergulho e de inspeção submarina, outras são equipadas com equipamentos de combate a emergência, em casos de incêndio e de combate à poluição por óleo no mar.

Abastecimento de Óleo Diesel

Toda a operação de abastecimento de óleo diesel dos barcos de apoio no terminal da Poliportos, 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 mangueiras sendo a operação assistida através da mobilização de operadores munidos com rádio VHF portátil durante todo o bombeio, efetuando sondagem periódicas dos tanques contra transbordamento, e certificando-se que nenhum trecho do mangote fique submerso.

No caso de vazamentos, o plano de contenção de óleo é acionado, plano denominado *Shipboard Oil Pollution Emergency Plan* (SOPEP). Este plano vislumbra vários casos de acidentes que possa ocorrer vazamento de óleo. Todas as pessoas envolvidas na execução das ações previstas nos procedimentos para interrupção da descarga de óleo na área operacional devem fazer uso do kit SOPEP, composto no mínimo de e material absorventes, pás, vassouras, produtos de selagem, sacos e tambores para estocagem dos resíduos coletados.

Estrutura de Apoio Aéreo

O transporte de passageiros o FPSO Cidade de Angra dos Reis ocorrerá a partir do aeroporto de Jacarepaguá/RJ operado pela INFRAERO e de propriedade federal.

Este aeroporto localiza-se na cidade do Rio de Janeiro, na Av. Ayrton Senna, 2541, Barra da Tijuca.

Possui pista de 900 metros de extensão, e lá operam 6 aeronaves contratadas das seguintes empresas: BHS - *Brazilian Helicopter Services* Ltda, Líder Táxi Aéreo S.A. - Air Brasil, Helivia Aero Táxi Ltda e Aeróleo Táxi Aéreo S.A.

Das aeronaves contratadas, uma é de grande porte e 5 são de médio porte. A **Tabela II.2.4.N-1** apresenta a distribuição das aeronaves.

Tabela II.2.4.N-1 – Distribuição das aeronaves.

Terminal Aéreo	Total de aeronaves	Topos de Aeronaves	Capacidade
Aeroporto de Jacarepaguá	6	1 de grande porte; 5 de médio porte	4.000 passageiros/mês

Dados da Infraero, sistematizados pela fundação CIDE/RJ, indicam que no ano de 2004, o aeroporto de Jacarepaguá recebeu cerca de 40.000 pousos e decolagens. Neste período, atendeu a quase 45.000 passageiros entre embarcados e desembarcados.

A licença de operação do terminal de apoio aéreo encontra-se no **Anexo II.2.4-5**. A **Figura II.2.4.N-3**, a seguir, apresenta a vista aérea do Aeroporto de Jacarepaguá.

**Figura II.2.4.N-3 – Vista aérea do Aeroporto de Jacarepaguá**

O) Desativação da Atividade

A duração prevista para o Piloto de Tupi é de 2 anos, porém o FPSO Cidade de Angra dos Reis está dimensionado para permanecer na locação por até 20 anos, caso seja economicamente viável, dependendo do sucesso do Projeto Piloto da Área de Tupi.

Após o fim da atividade exploratória de gás e petróleo do Piloto de Tupi, prevê-se que 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 pelo menos as seguintes premissas:

- a) Remoção total do FPSO, após o abandono do último poço em produção;
- b) Abandono dos poços marítimos, de acordo com a Portaria ANP 25/2002 para Abandono de Poços, complementado com requisitos técnicos internos da PETROBRAS, bem como o disposto no Contrato de Concessão;

As linhas e duto poderão ser abandonados no fundo do mar, devidamente limpos de substâncias tóxicas e poluentes, ou tamponados em forma segura, garantindo que não haverá vazamento em qualquer condição;

Outros equipamentos, como estacas de ancoragem, poderão ser deixados no fundo do mar.

Maiores detalhes deverão ser informados ao IBAMA futuramente, quando houver especificações técnicas disponíveis acerca da desativação da atividade.