

2.4. DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

O desenvolvimento do campo de Roncador se dará em 4 módulos diferentes. O Módulo 2 compreende a implantação de um sistema de produção auto-suficiente incluindo poços, estruturas submarinas, unidade estacionária de produção, sistema submarino de coleta da produção e duto para o escoamento de gás.

A. Descrição Geral do Processo

O processo de produção de óleo e gás a ser realizado pela PETROBRAS no Módulo 2 do Campo de Roncador, com perspectiva de operação do ano de 2007 até 2032, envolve uma unidade estacionária de produção do tipo FPSO, denominada P-54, e um sistema submarino composto por linhas de produção, injeção (gás *lift* e água) e umbilicais, duto de escoamento da produção de gás e outras estruturas submarinas (árvores de natal molhada – ANMs).

O FPSO P-54 será ancorado em lâmina d'água de 1.320 metros através de um sistema composto de 20 (vinte) linhas de ancoragem. A unidade terá a capacidade de receber a produção de 13 poços (11 previstos e 2 reservas) e injetar água em 8 poços (6 previstos e 2 reservas).

O projeto prevê a utilização de técnicas especiais visando o aumento da produção: injeção de gás à alta pressão (gás *lift*) na base da coluna de produção através da linha que dá acesso ao anular desta, e injeção de água do mar (como fluido deslocante) no reservatório através de linhas ligadas aos poços injetores.

Os fluidos oriundos do reservatório (mistura de frações oleosas, gasosas e aquosas) escoam através do sistema submarino diretamente para a unidade onde é iniciado o processamento da produção.

O processamento primário compreende os seguintes processos a serem descritos em detalhe no item 2.4 A.1:

- separação do óleo, do gás e da água
- tratamento dos hidrocarbonetos (óleo e gás) para:
 - ✓ transferência do óleo via *offloading* para navios de exportação (aliviadores);
 - ✓ processamento do gás para suporte ao processo de produção (geração de energia e injeção de gás *lift*);
 - ✓ transferência do gás excedente através de um duto submarino interligado à malha de escoamento de gás da Bacia de Campos;
 - ✓ transferência de pequena parte do gás para o sistema de *flare* da unidade de produção (apenas para manutenção da chama piloto);
- tratamento da água produzida para descarte apropriado.

O fluxograma apresentado na Figura 2.4-1 ilustra uma visão geral do sistema de produção de óleo e gás do Módulo 2 do campo de Roncador. A partir desta figura, segue uma breve descrição dos sistemas de coleta/injeção e processamento da produção.

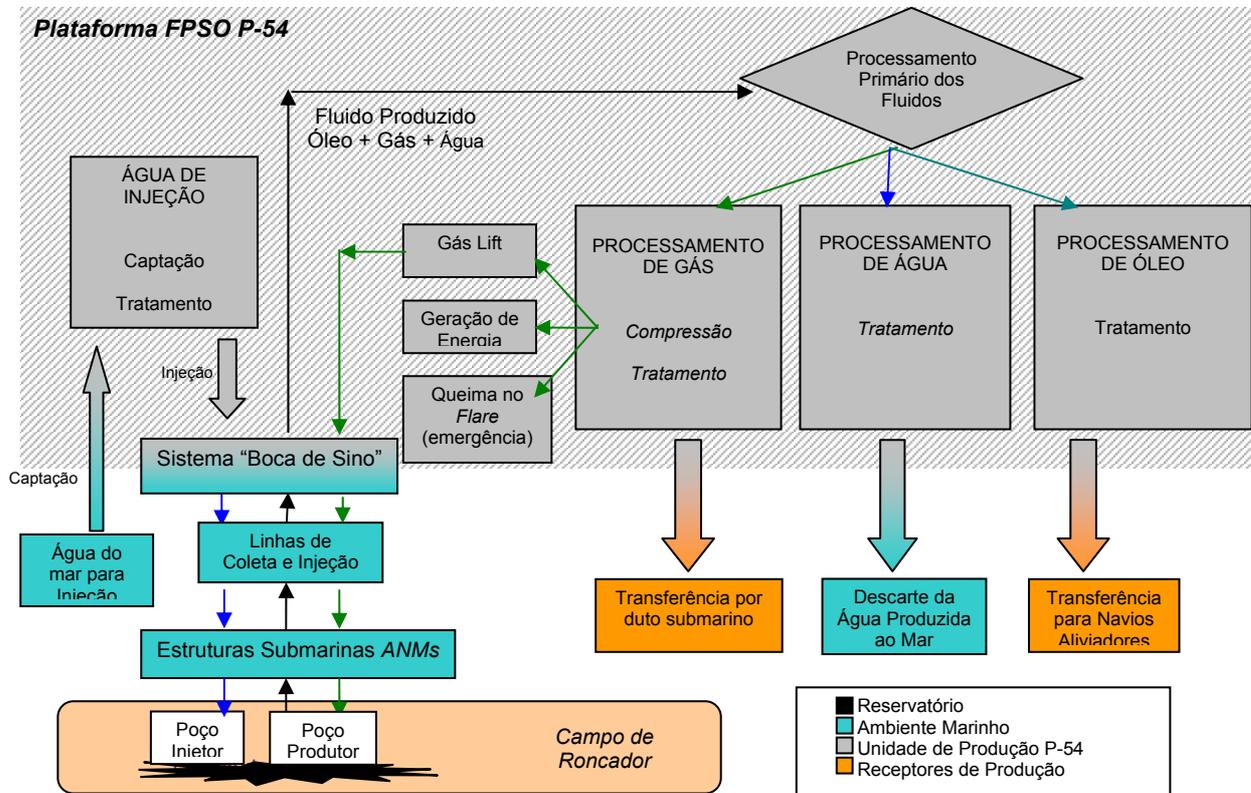


Figura 2.4-1. Fluxograma simplificado do sistema de produção do Módulo 2 do campo de Roncador.

A.1. Sistema de Processamento da Produção

O processamento dos fluidos produzidos considerará as propriedades físico-químicas do fluido oriundo dos poços do Módulo 2 do campo de Roncador, sendo capaz de promover a separação do óleo, gás e água, bem como o condicionamento e a compressão do gás, tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água produzida para descarte dentro dos parâmetros regidos pela legislação ambiental.

Na Figura 2.4-2 é apresentado o fluxograma simplificado dos processos de produção de óleo, tratamento e compressão do gás e tratamento da água produzida.

Figura 2.4-2. Fluxograma simplificado dos processos de produção do FPSO P-54 (inserir em A3).

Figura 2.4-2. Fluxograma simplificado dos processos de produção do FPSO P-54 (inserir em A3).

- **Processamento Primário do Óleo**

O processamento de óleo será realizado através de 2 trens (A/B), com capacidade de 15.105 m³/d de líquido (95.000 bpd) cada, constituídos por equipamentos para o processamento primário como, pré-aquecedores, aquecedores, separadores de produção, tratadores eletrostáticos, separadores atmosféricos e resfriadores.

Conforme pode ser verificado na Figura 2.4-2 e no fluxograma PFD da Figura 2.4-3, depois da saída dos coletores, o óleo segue para o sistema de aquecimento de óleo, onde atinge a temperatura ótima de separação, de modo a permitir a separação de parte da água emulsionada e minimizar a formação de espuma na interface gás-óleo. O *blend* produzido será pré-aquecido por troca com água produzida (P-122301 A/H) e com o óleo tratado (P-122302 A/H) seguindo finalmente para os aquecedores alimentados com água quente (P-122303 A/B).

Dos aquecedores, o óleo segue para os separadores (SG-122301 A/B) de produção (tipo trifásico) onde será separado do gás associado e da água, sendo o gás alinhado para o sistema principal de compressão enquanto que a água separada seguirá para a planta de tratamento de água produzida.

O óleo proveniente dos separadores de produção será enviado para os aquecedores (P-122304 A/B), tratadores eletrostáticos (TO-122301 A/B), separadores atmosféricos (SG-122302 A/B) e resfriadores (P-122305 A/B).

Dos tratadores eletrostáticos o óleo segue para os separadores atmosféricos, os quais operam num nível de pressão menor que os equipamentos anteriores. Destes separadores, o óleo será resfriado nos trocadores (óleo produzido-água de resfriamento), e finalmente encaminhado para os tanques de carga. O gás liberado nos separadores atmosféricos é enviado para o sistema auxiliar de compressão e deste para o sistema principal de compressão.

A planta de produção possui, ainda, um conjunto independente de processamento primário constituído por separador de teste (SG-121201) precedido por um aquecedor de teste (P-121201). Este separador, do tipo trifásico, é utilizado nas operações de abertura ou verificação de vazão de um poço específico. O óleo oriundo deste vaso segue para os aquecedores de óleo. O gás é encaminhado para o sistema principal de compressão e a água será encaminhada para a planta de tratamento de água produzida.

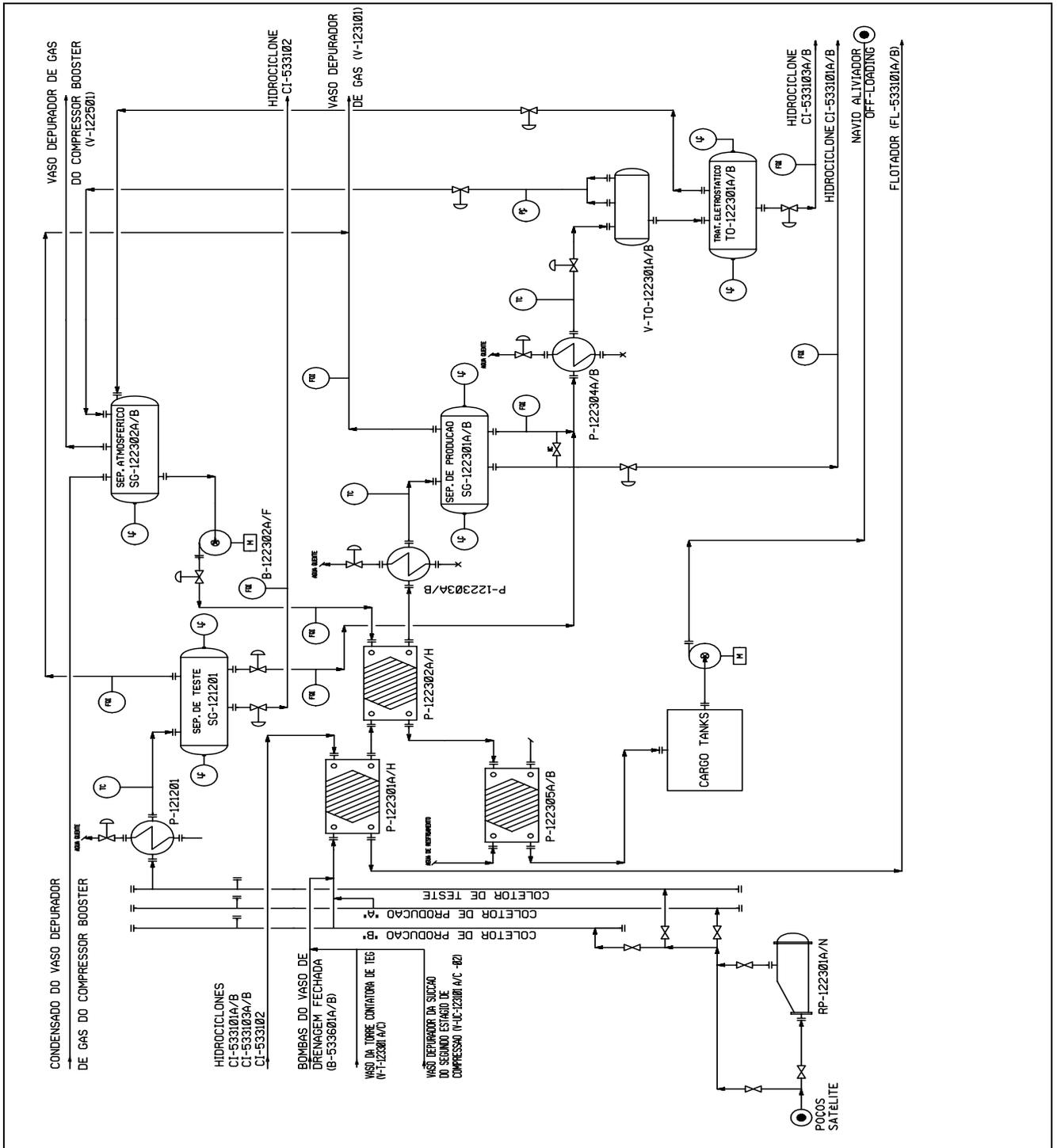


Figura 2.4-3. Fluxograma PFD da Planta de Processamento Primário de Óleo.

- **Processamento do Gás**

A maior parte do gás associado ao óleo produzido é extraída nos separadores de produção. Conforme pode ser verificado na área vermelha da Figura 2.4-2, o processamento do gás consiste na compressão e desidratação (remoção da umidade residual).

O processamento do gás é constituído por um sistema principal (para gás de alta pressão) e um auxiliar (para gás de baixa pressão), tendo como objetivo elevar a pressão do gás separado no primeiro estágio (separador de produção e separador de teste) adicionado do gás proveniente da descarga do compressor *booster* (sistema auxiliar), para que o mesmo possa ser utilizado como gás-*lift*, gás combustível e o excedente como gás para exportação.

O sistema principal será constituído de 3 (três) compressores de 3 (três) estágios (C-UC-123101A/B/C), acionados por motores elétricos, com capacidade de 2,0 milhões m³/dia (20°C e 101,3 kpa abs) cada, e pressão de descarga no último estágio de 19.711 kpa abs (201 kg/cm² abs).

Em cada unidade de compressão, trocadores de calor (*coolers*) resfriarão o gás entre os compressores (estágios de compressão do gás) através de um sistema fechado de água doce.

Após o terceiro estágio de compressão, o gás é encaminhado para a unidade de desidratação de gás cujo processo consiste na absorção da água em uma torre de contato, utilizando-se trietilenoglicol (TEG) em contra-fluxo com o gás. Após absorver água do gás, o TEG será regenerado por processo de destilação e reenviado para a torre absorvedora fechando o ciclo de desidratação.

O gás separado nos separadores atmosféricos (gás de baixa pressão), além do oriundo do separador de teste e da torre desaeradora, será enviado ao sistema de compressão auxiliar (*booster*) onde sofrerá resfriamento (visando remoção de condensado) e compressão para atingir a pressão mínima de sucção do sistema principal de compressão. Por fim, esta corrente de gás é direcionada para o sistema de compressão principal de três estágios descrito anteriormente.

Após o processamento descrito, o gás deverá ser utilizado, principalmente, como gás-*lift* nos poços de produção satélites e gás combustível para geração de energia, sendo o excedente exportado através de gasoduto submarino.

As Figuras 2.4-4 e 2.4-5, a seguir, apresentam os fluxogramas P&I's dos sistemas principal e auxiliar de compressão de gás da UEP P-54.

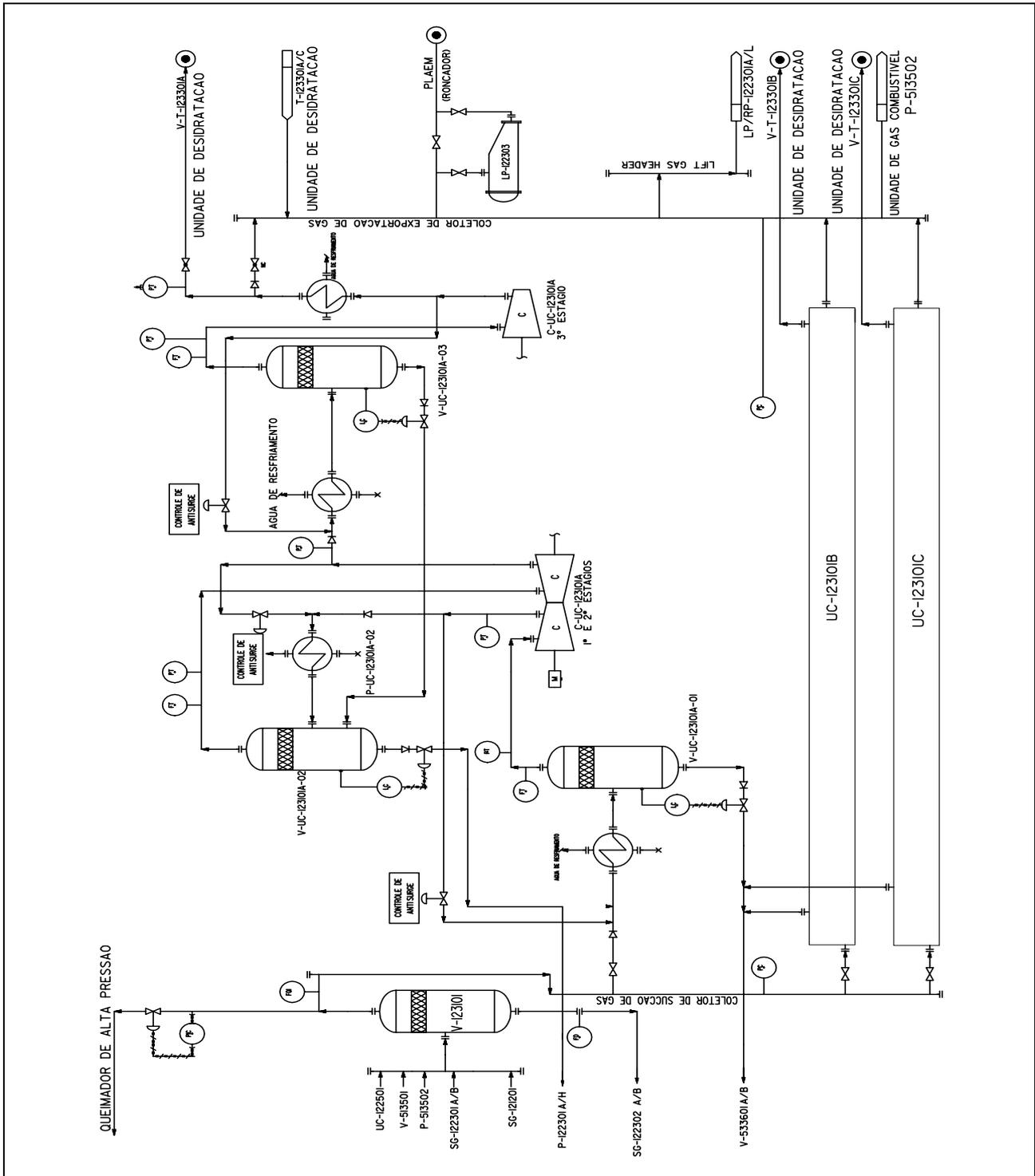


Figura 2.4-4. Fluxograma FPD do sistema principal de compressão de gás.

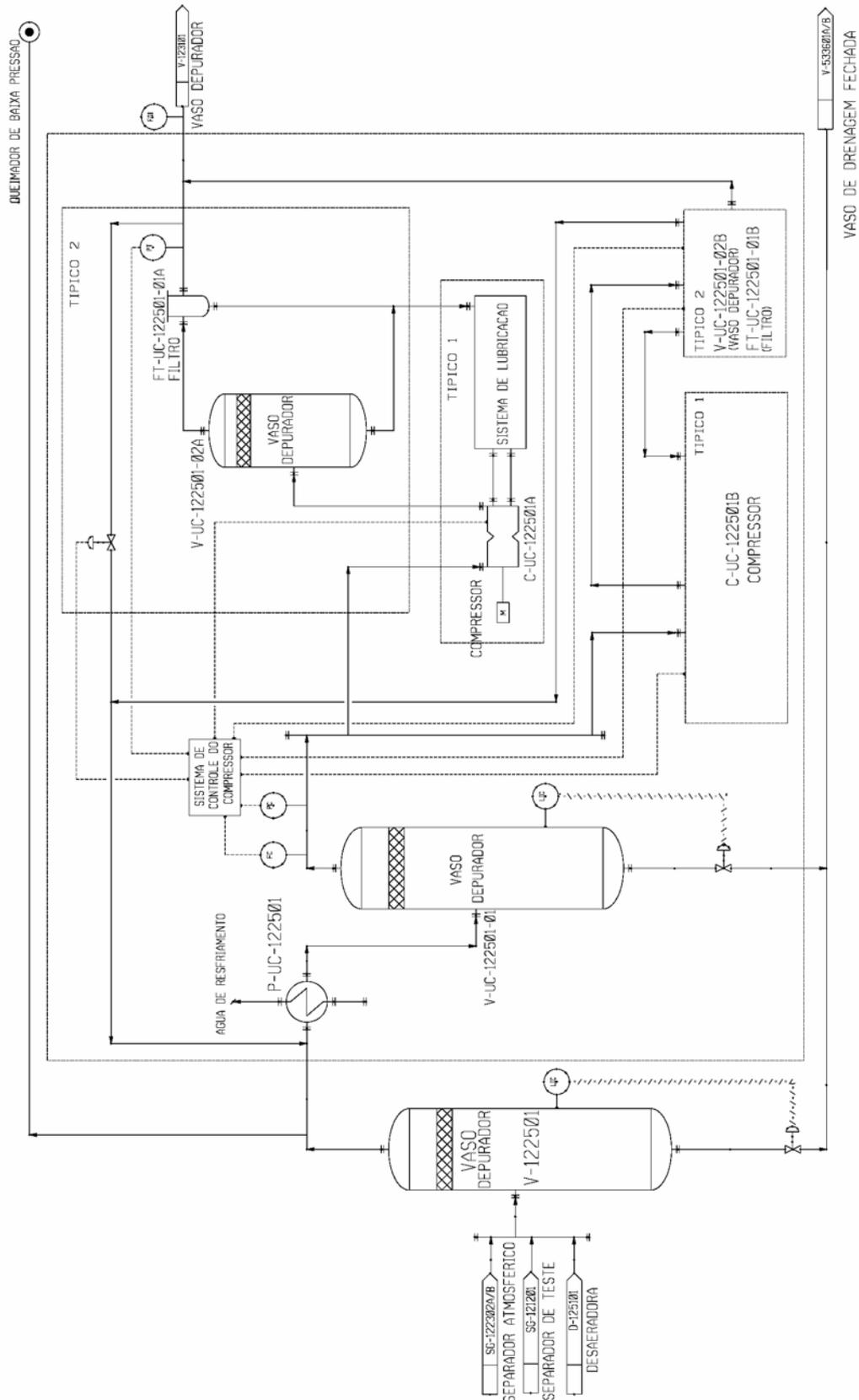


Figura 2.4-5. Fluxograma P&I do sistema *booster* de compressão de gás. Fonte: PETROBRAS

- **Processamento da Água para Injeção**

Conforme apresentado na descrição geral do processo (item 2.4-A), será injetada água nos poços a fim de evitar que a pressão dos fluidos do reservatório caia abaixo da pressão de saturação. Utilizar-se-á água do mar que, após devidamente tratada, será bombeada para os poços de injeção.

De acordo com o fluxograma esquemático da Figura 2.4-2 (área em verde), o sistema de tratamento, capaz de prover água tratada numa vazão de até 39.000 m³/d, consistirá em bombas *lift* de captação de água do mar, filtros, unidade de desaeração, unidade de dessulfatação e um sistema de bombeamento para os poços de injeção.

A água do mar é captada através de bombas submersas no mar sendo clorada e filtrada. Destes filtros, a água é direcionada para a planta de dessulfatação seguindo depois para a torre desaeradora onde a concentração de oxigênio é reduzida de 7,00 para 0,05 ppm.

Nas correntes de entrada e saída da torre desaeradora é dosado o biocida. Após a saída da torre, a água é dosada com seqüestrante de oxigênio, antiincrustante e biocida. Este seqüestrante reduz a concentração de oxigênio dissolvido para menos de 10 ppb, sendo então direcionada para a unidade de dessulfatação.

Na planta de dessulfatação, a concentração de sulfato na água é reduzida para menos de 100 ppm (por nanofiltração) a fim de evitar a formação de incrustação por sulfato de bário e estrôncio no sistema de produção e no reservatório. O filtrado, água com alta concentração de sulfato, será descartado ao mar.

A água filtrada, dessulfatada e desaerada é então direcionada para o sistema de bombas de injeção, o qual elevará a pressão de descarga até 200 kgf/cm² para injeção nos poços injetores.

A Figura 2.4-6, a seguir, apresenta o fluxograma P&I's do sistema de captação e injeção de água do mar do FPSO P-54.

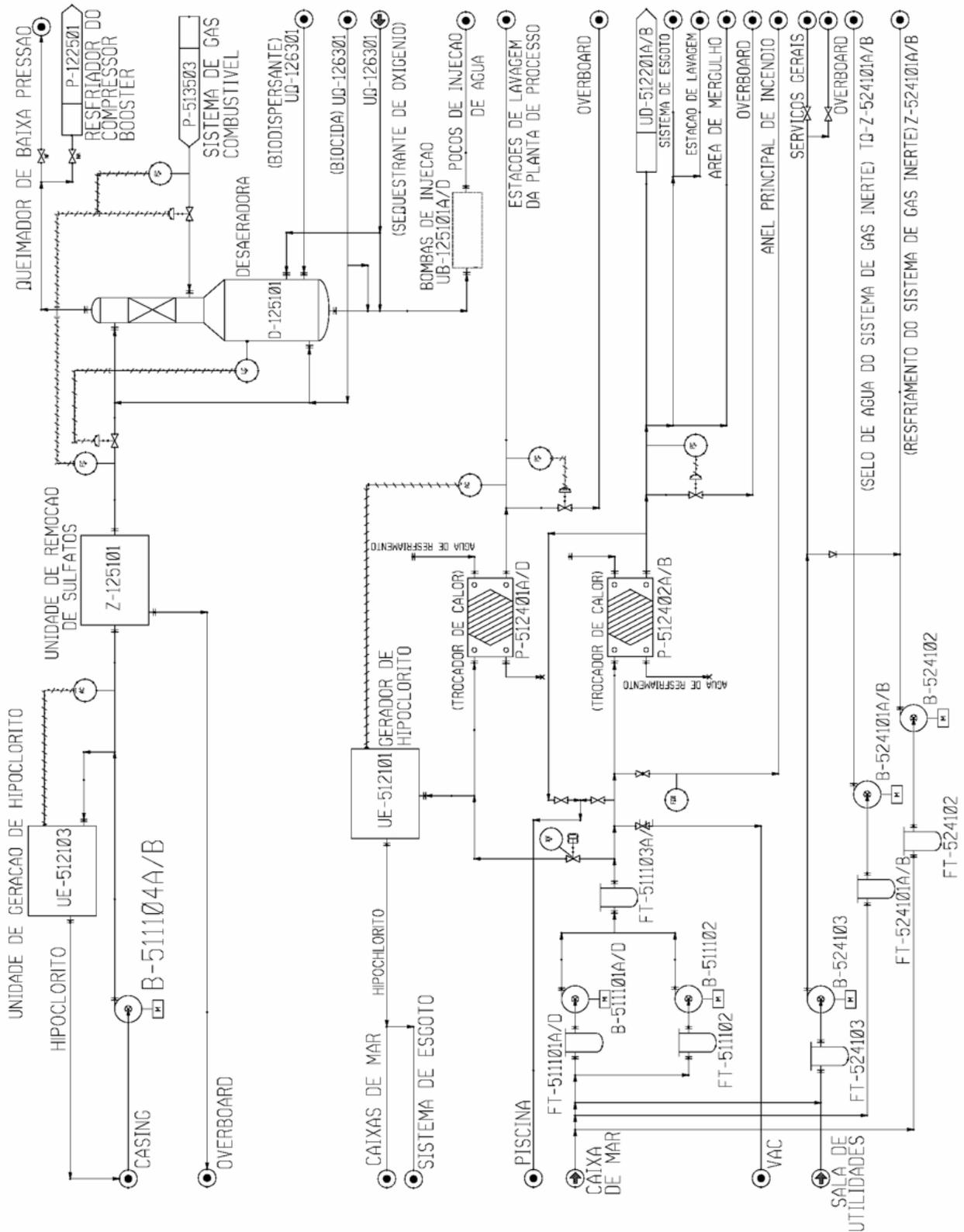


Figura 2.4-6. Fluxograma P&I do sistema de captação e injeção de água do mar. Fonte: PETROBRAS

B. [Instalação do Sistema de Produção e Escoamento](#)

B.1. [Reconhecimento e Escolha de Locações](#)

Na escolha da locação do FPSO P-54, foram consideradas as áreas explotáveis do Módulo 2, blocos RJS-513, RO-31A e parte do RO-33, que apresentam as maiores certezas geológicas e que se localizam em profundidades mais rasas, o que propicia a utilização de tecnologia amplamente conhecida e dominada pela PETROBRAS.

Para avaliação geológica no Módulo 2 do campo de Roncador, foram realizados estudos de estabilidade dos flancos ou paredes laterais dos *canions* de Grussaí e Itapemirim, colhidos na Campanha de Investigação Geotécnica com o navio Bucentaur (Paganelli et.al., 2003).

Nestes estudos analisou-se a estabilidade estática dos flancos (considera-se somente o efeito gravitacional ou peso do maciço) e a estabilidade pseudo-estática dos taludes (considera-se o efeito de sismos), através da determinação da aceleração de impacto imposta por um sismo que provocaria a instabilidade do talude. Com base nessa aceleração e estudos estatísticos da região é determinado o período de retorno.

Com os dados geotécnicos, estratigráficos e batimétricos do leito marinho obtidos pelo levantamento geotécnico de 2002/2003, e de modo a propiciar uma análise robusta e bem conservadora, foi avaliada a estabilidade do talude com maior declividade numa seção geológica na área do FPSO P-54 caracterizada por um *cânion* formado por escavação, em cujas paredes afloram camadas de sedimentos com elevada densidade.

A análise desta seção geológica indicou, pelo fator de segurança estático (fator que define a condição de estabilidade do talude) estimado em 1,714, um alto nível de segurança contra possíveis deslizamentos para o empreendimento em questão.

Cabe mencionar que o índice de segurança analisado para a Fase 2 do Módulo 1A do mesmo campo de Roncador (P-52), de 1,284, é considerado um valor admissível para taludes naturais aproximadamente homogêneos.

Em virtude dessa análise garantir um período de recorrência estável do talude para os próximos 10.000 anos, conclui-se que não há a necessidade da adoção de medidas mitigadoras para o risco de instabilidade geológica.

B.2. [Lançamento, Amarração e Ancoragem das Linhas do Sistema de Produção](#)

B.2.1. [Procedimento geral de Instalação](#)

O sistema submarino de coleta e injeção do Módulo 2 do campo de Roncador é composto por linhas flexíveis, que interligarão o FPSO P-54 às ANMs. A conexão das linhas

flexíveis às ANMs será, como regra geral, com CVD (Conexão Vertical Direta), de primeira extremidade na ANM e segunda extremidade no FPSO P-54.

Antes da descida, a linha flexível é conectada ao MCV (Módulo de Conexão Vertical Direta) e a conexão é testada com nitrogênio a fim de comprovar a integridade da mesma. Conforme é ilustrado na Figura 2.4-7, a descida do MCV será realizada com o auxílio de guinchos e um guindaste e monitorada através de ROV (*Remote Operated Vehicle*). O MCV será aproximado lentamente da ANM, até o seu acoplamento ser feito no *hub* da estrutura submarina. Após ser acoplado, o MCV será travado e a conexão testada através do sistema hidráulico do ROV (*Hot-Stab*). Em seguida, as linhas serão lançadas a partir de um carretel preenchidas com água do mar até a sua interligação com a plataforma.

O lançamento de algumas linhas será dividido em duas etapas: pré-lançamento e interligação final. Na primeira etapa a linha flexível será conectada na ANM através de seu MCV e um trecho da linha será lançado e abandonado no fundo do mar. Posteriormente, na segunda etapa, a linha pré-lançada será recolhida, os tramos restantes serão conectados a ela e será lançado o restante da linha até a interligação com a plataforma.

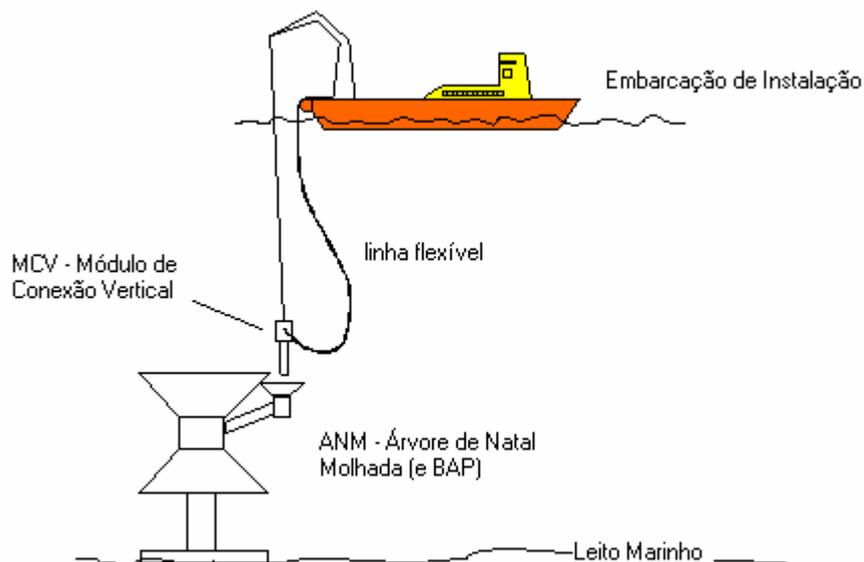


Figura 2.4-7. Ilustração do procedimento de instalação da linha de fluxo juntamente com MCV.

Os *risers* estarão dispostos em configuração de catenária livre com ângulo de topo de 7° que serão guiados, verticalizados e conectados no *riser connection deck* do FPSO P-54 através das bocas de sino e do *l-tube* inferior. O objetivo da utilização da “boca de sino” é permitir que o início da deflexão do riser (ângulo da catenária) fique próximo da quilha da embarcação. A boca de sino e o tubo guia estão representados na Figura 2.4-8.

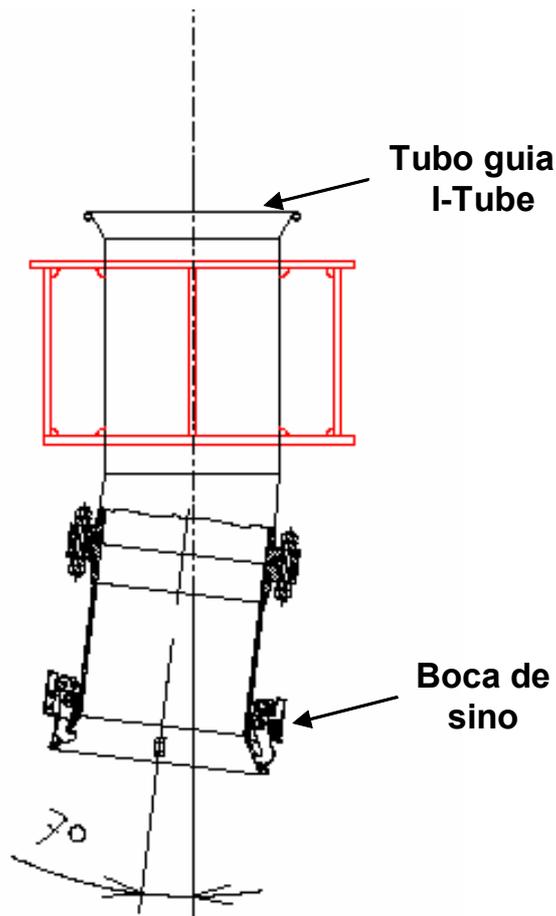


Figura 2.4-8. Ilustração esquemática da “Boca de Sino” e do tubo guia I-tube.

B.2.2. Procedimento geral de amarração e ancoragem

As linhas flexíveis serão ancoradas para evitar um eventual deslocamento causado pelo movimento da unidade de produção. Para isso serão usadas estacas do tipo torpedo, com dimensões de 0,76 m de diâmetro e 12 m de comprimento e peso aproximado de 18 t, que serão instaladas radialmente antes do lançamento das linhas. Cada uma das estacas será conectada a um trecho de amarras de espera.

A instalação das estacas consiste na descida da estaca até uma profundidade entre 40 e 60 m do fundo do solo marinho, com cabo de aço conectado à mesma, quando então será solta. Com o próprio peso, a estaca é cravada no solo marinho, podendo atingir profundidades de até 15 m. Com as marcas pintadas em cores nas amarras é possível verificar através de câmeras de ROV, se a penetração de projeto foi obtida, sendo então cortado o cabo de sacrifício com auxílio do ROV.

Depois de instaladas as estacas, que estarão localizadas a aproximadamente 2,5 km do FPSO, as linhas serão fixadas a estas por meio de colares e rabichos de amarra com auxílio do ROV. O sistema de ancoragem está esquematizado na Figura 2.4-9.

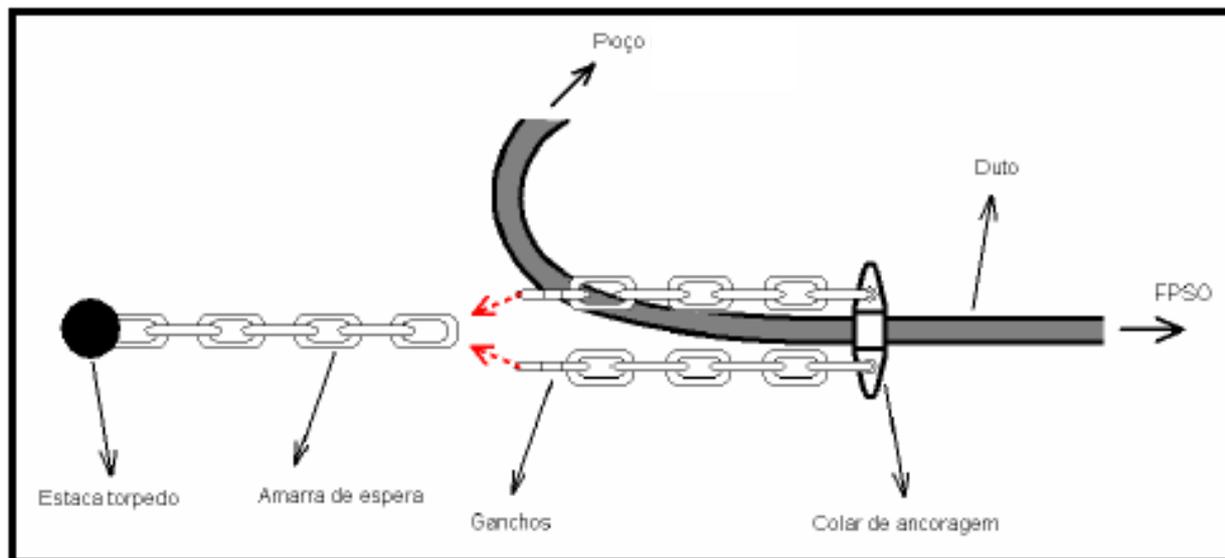


Figura 2.4-9. Esquema do sistema de ancoragem das linhas de escoamento.

B.3. Mitigação dos Riscos de Interação das Linhas

Para a instalação do sistema submarino do Módulo 2 do campo de Roncador, a PETROBRAS se baseará no chamado Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO), amplamente adotado em suas atividades na Bacia de Campos. 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 linhas 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 elas e as demais estruturas submarinas (cabeça de poço, ANMs, PLET's, etc). No cruzamento de dutos de aço sobre duto de aço, ou sobre duto flexível, será realizado calçamento de forma a manter o afastamento seguro entre dutos. No caso de cruzamento de dutos flexíveis sobre duto de aço, ou duto flexível, não há necessidade de calçamento em função da maior flexibilidade do duto.

Após instalados todos os equipamentos e linhas, estes serão imediatamente inseridos no SGO.

C. Unidade de Produção

O desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Roncador prevê a utilização de uma unidade estacionária de produção (UEP) que conjuga atividades de produção dos fluidos do reservatório, de processamento e armazenagem da produção.

A unidade estacionária de produção (UEP) a ser utilizada será a plataforma do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*) denominada P-54. Esta UEP foi projetada exclusivamente para atender às atividades da PETROBRAS no campo de Roncador, sendo convertida a partir do navio petroleiro Barão de Mauá onde serão instaladas todas as facilidades de extração e processamento de petróleo.

O FPSO P-54 estará interligado à UEP P-55 instalada no Módulo 3 do Campo de Roncador, prevista para iniciar operação em 2009. Esta unidade escoará o óleo para o FPSO P-54 que realizará a armazenagem e o escoamento (*offloading*) para os navios aliviadores. Desta forma, está prevista para a unidade P-54 um suporte de espera para interligação de um oleoduto flexível de 10". Esta interligação fará parte do projeto do Sistema de produção submarino do Módulo 3.

O Quadro 2.4-1 apresenta um resumo das principais características do FPSO P-54.

Quadro 2.4-1. Características do FPSO P-54. (continua...)

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Nome	PETROBRAS 54 ou P-54
Tipo	FPSO
Lâmina d'água	1.320 metros
Comprimento	337,36 metros
Boca	54,50 metros
Pontal	27,80 metros
Calado máximo	21,06 metros
Deslocamento	311.869 toneladas
Queimador (<i>Flare</i>): Comprimento da lança Inclinação	100 metros 60°
Altura do Heliponto	55,43 metros
Ancoragem	<i>Spread Mooring</i> : poliéster, amarras e estacas tipo torpedo (20 linhas de ancoragem)
Capacidade de Produção	21 Poços – 11 Produtores (+2 reservas) e 6 Injetores (+2 reservas) Processamento de Líquido – 30.210 m ³ /d (190 mil bpd) Processamento de Óleo – 28.618 m ³ /d (180 mil bpd) Trat. de Gás (sistema de compressão) – 6,0 milhões m ³ /d. Tratamento de Água Produzida – 30.000 m ³ /d. Injeção de Água – 39.000 m ³ /d
Geradores	Principal – 4 x 23 MW (gás natural e diesel) Auxiliar – 1 x 3 MW (diesel) Emergência – 1 x 1,6 MW (diesel)

Quadro 2.4-1. Características do FPSO P-54. (continuação)

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Capacidade dos tanques	
Carga nos tanques centrais	123.608 m ³
Carga nos tanques de BB	105.800 m ³
Carga nos tanques de BE	105.800 m ³
Lastro	35.779 m ³
Tanque de Slop sujo	3.775 m ³
Tanque de Slop limpo	3.422 m ³
Água potável	1.268 m ³
Óleo Diesel	3.766 m ³
Guindastes	3 do tipo Eletro-hidráulico; 2 com capacidade 25 toneladas e 1 com capacidade de 10 toneladas 2 guindastes do tipo Eletro-hidráulicos com capacidade de 10 toneladas, sendo 1 na proa e 1 na popa
Heliponto	Adequado para helicópteros do porte do Sikorsky S61N
Alojamento	Acomodações para um total de 160 pessoas
Salvatagem	1 bote resgate (6 pessoas); 8 balsas infláveis (25 pessoas); 4 baleeiras (80 pessoas); 6 balsas infláveis (20 pessoas); 2 balsas infláveis (6 pessoas)

A estrutura da unidade de produção FPSO P-54 será o casco do petroleiro Barão de Mauá convertido para a unidade estacionária de extração, processamento e armazenagem de petróleo (FPSO P-54), assim, a plataforma terá a forma tradicional de navio com adaptações estruturais para processamento e estocagem de óleo, conexão com as linhas de produção, injeção e umbilicais e fundeio no leito do mar. A UEP pode ser dividida por partes:

- Casco
- Super-Estrutura
- Facilidades de Produção

C.1. Casco

O casco do FPSO P-54 tem quilha horizontal, proa bulbosa e popa quadrada, convés de borda livre, praça de máquinas a ré e é dividido por anteparas, conveses e plataformas, dando origem aos seguintes compartimentos, conforme ilustrado nas Figuras 2.4-10 e 2.4-11.

- Tanque de colisão de vante

- Tanque de óleo diesel
- Paiol de amarra
- Tanques de Carga Central N° 1, 2, 3A, 4 e 5
- Tanque Central de Lastro 3B
- Tanques Laterais de Carga N° 1 – 8 Bombordo (BB) e Boreste (BE)
- 02 Tanques de Slop Limpo (BB) e Sujo(BE)
- Tanque de Óleo diesel excedente
- Casa de Bombas
- Praça de Máquinas
- Bombas de Incêndio
- Tanque de Colisão a Ré
- Área de Serviços

O sistema de carga da UEP será composto por 26 bombas com vazão de 1.200 m³/h cada, instaladas nos tanques. A popa e a proa possuirão pontos de amarração para o navio aliviador onde estarão instaladas as estruturas de *offloading*. Durante as operações de *offloading* serão utilizadas 6 bombas correspondentes aos tanques que estão sendo descarregados, permitindo a transferência de óleo a uma vazão total de 7.200 m³/h, através de um mangote de 20" instalado entre a UEP e o navio aliviador.

Figura 2.4-10 Arranjo Geral do FPSO P-54 (inserir em A3)

Figura 2.4-10 Arranjo Geral do FPSO P-54 (inserir em A3)

Figura 2.4-11 Planta de Capacidade do FPSO P-54 (inserir em A3)

Figura 2.4-11 Planta de Capacidade do FPSO P-54 (inserir em A3)

C.2. Superestrutura

Na superestrutura, localizada na popa, encontram-se o módulo de acomodações, heliponto e o módulo de escritórios.

C.2.1 Módulo de acomodações e heliponto

- Primeiro Deck: Refeitório, Cozinha, Sala de freezer e geladeiras, Paio de mantimentos secos, Toalete feminino, Toalete 1, Toalete 2, Escritório, Armário para Sapatos, Depósito de materiais de limpeza.
- Segundo Deck: Cinema, Sala de TV / Vídeo, Sala de jogos e vídeo, Sala de música, Sala de Jogos 1, Sala de Jogos 2, Sala de estar, Biblioteca, Postos telefônicos 1 e 2, Toalete 2, Toalete Feminino, Depósito de materiais de limpeza.
- Terceiro Deck: Cabines Tipo “A”, Cabines Tipo “B”, Depósito de materiais de limpeza, Sala de roupas de cama.
- Quarto Deck: Cabines Tipo “B”, Cabines Tipo “C”, Depósito de materiais de limpeza, Sala de roupas de cama.
- Cobertura: Sala de ar condicionado, Casa de máquinas do elevador.
- Heliponto.

C.2.2 Módulo de escritórios

- Primeiro Deck: Sala de VAC, Sala de painéis elétricos, Sala de transformadores, Enfermaria.
- Segundo Deck: Sala de controle central, Escritórios, Salas de reunião, Vestiários.
- Terceiro Deck: Escritórios, Sala de reunião, Sala de treinamento, Documentação Técnica, Sala de rádio, Telecomunicações, Sanitários, Sala de briefing/recepção.
- Quarto Deck: Quadra de esportes, Sauna, Sala de ginástica, Sala de VAC.
- Cobertura: Piscina, Torre de telecomunicações.

C.3. Facilidades de Produção

Sobre o convés principal do FPSO serão montadas as facilidades de produção com todos os equipamentos necessários a operação da Unidade.

1) Módulo de Compressão de Gás - P01A/B:

- Compressores de Gás;
- Vaso Depurador de Gás;

2) Módulo de Tratamento de Gás - P02B:

- Sistema de Desidratação de Gás;
- Sistema de Gás Combustível para fornecer gás combustível de alta e baixa pressão;

3) Módulo de Separação e Tratamento de óleo - P03A/B:

- Sistema de Tratamento e Separação de Óleo;
- Sistema de Tratamento de Água Produzida;
- Sistema de Compressão de Gás Booster;

4) Módulo de *Manifolds* conectados as linhas de produção e injeção - P04A/B:

- Unidade Hidráulica e Racks de Controle;
- Linhas de Produção e de Gás Lift;
- Lançadores e Recebedores de Pig;
- Manifolds de Produção e Teste;
- Manifolds de Água de Injeção e de Gás Lift;
- Sistema de Exportação de Gás;
- Painéis de Aquisição de Dados dos Poços;
- Laboratório;
- Paio de Tintas;
- Oficina;
- Forno de Água Quente;

5) Módulo de Geração - P05A/B:

- Sistema de Geração composto de 4 Turbogeneradores;
- 2 Salas de Controle Locais;
- Sistema de Recuperação de Calor;
- 4 Tanques diários de óleo diesel;

6) Módulo de Utilidades - P06:

- Gerador Auxiliar;
- Sistemas de Água de Resfriamento de Área Classificada e de Área Não Classificada;

- Armazenagem de Produtos Químicos;
- Sistema de Injeção de Produtos Químicos do Óleo / Gás / Água Produzida que é composto de tanques de armazenagem e bombas dosadoras;
- Sistema de Água Quente;
- Sistema de Ar Comprimido;
- Sistema de Produção e Tratamento de Água Potável;

7) Módulo de Água de Injeção e Remoção de Sulfatos da Água do Mar - P07:

- Desaeradora de Água do Mar;
- Unidade de Remoção de Sulfatos;
- Bombas de Água de Injeção;

8) Módulo Elétrico - P08:

- Painéis Elétricos e Transformadores;
- Baterias;
- Sistema de Distribuição de CO₂;
- Sistema de Ar Condicionado (HVAC);
- Drenagem Aberta;

9) Módulo do Sistema do Queimador e Lança do Queimador - P09 e P1:

- Queimadores de Alta e Baixa Pressão;
- Manifold do Queimador;
- Unidades de Ignição do Piloto;
- Detectores de Gás;
- Acessórios e Instrumentos;

O FPSO P-54 terá cinco guindastes: um guindaste na popa com capacidade para 10 t, de lança bi-articulada, um na área de meia nau, e outro na proa, ambos com capacidade para 25 t, sendo um a bombordo e outro a boreste para atender à planta de processo, e mais dois guindastes com capacidade para 10 toneladas, sendo um na proa e um na popa que auxiliarão as operações de tensionamento de amarras durante a ancoragem e retensionamento, bem como a manutenção dos equipamentos de *offloading*.

C.3.1. Sistema de Processamento de Óleo (P03A/B)

O sistema de processamento de óleo é constituído por 2 trens (A/B) localizados na região central da unidade, com capacidade total de 30.210 m³/d de líquido (190.000 bpd), nos quais estão dispostos os equipamentos para processamento primário (pré-aquecedores, aquecedores, separadores de produção, tratadores eletrostáticos, separadores atmosféricos e resfriadores) do fluido produzido (óleo, gás e água).

O Quadro 2.4-2 resume os tipos e capacidades dos principais equipamentos da unidade de processamento de óleo.

Quadro 2.4-2. Características dos equipamentos da planta de processamento de óleo.

EQUIPAMENTO	TIPO	CAPACIDADE UNITÁRIA
Pré-aquecedor (A/B). Água produzida-óleo produzido	Placas	8,4 x 10 ⁶ w
Pré-aquecedor (A/B) Óleo tratado-óleo produzido	Placas	4,7 x 10 ⁶ w
Aquecedor óleo - água quente (A/B)	Casco-Tubo	15,3 x 10 ⁶ w
Separador de Produção (A/B)	Vaso Horizontal	15.105 m ³ /d
Aquecedor óleo-água quente (A/B)	Casco-Tubo	12,8 x 10 ⁶ w
Tratador de Óleo (A/B)	Eletrostático	15.105 m ³ /d
Separador Atmosférico (A/B)	Vaso Horizontal	15.105 m ³ /d
Resfriador óleo tratado – água de resfriamento	Placas	0,9 x 10 ⁶ w
Separador de Teste	Vaso Horizontal	3.900 m ³ /d
Aquecedor de Teste	Casco-Tubo	12,2 x 10 ⁶ w

* Valores especificados nas condições padrões

No módulo P03A/B, encontra-se também o sistema de tratamento de água produzida composto de dois trens com capacidade total para tratar até 30.000 m³/dia de água produzida. Este sistema é equipado com hidrociclones e flutuadores estando descritos com mais detalhes no item K.1.1 deste Estudo Ambiental.

C.3.2. Sistema de Compressão e Tratamento de Gás (P01A/B e P02B)

O sistema principal de compressão de gás consiste de três compressores de três estágios com capacidade de 2,0 milhões de m³/dia (20 °C e 101,3 kpa abs) cada, acionados por motores elétricos, e com pressão de descarga no último estágio de 19711 kpa abs (201 kg/cm² abs). Permutadores de calor (*coolers*) resfriam o gás entre os compressores (estágios de compressão do gás) através de um sistema fechado de água doce.

O FPSO P-54 conta ainda com um sistema auxiliar de compressão com capacidade para 170.000 Nm³/d (20°C e 101,3 kpa abs) composto por dois compressores *booster* do tipo parafuso lubrificado, acionados por motor elétrico, com capacidade para 85.000 m³/d

cada, cujo objetivo é aproveitar o gás oriundo do separador atmosférico, do separador de teste e da desaeradora de água para injeção.

O sistema de tratamento de gás consiste na desidratação do mesmo em uma torre de contato utilizando TEG (trietilenoglicol) em contra-fluxo. O sistema conta com três trens com capacidade total para tratar 6 milhões m³/dia de gás (20°C e 101,3 kpa abs).

O sistema de gás combustível está projetado para prover 22.059 m³/h de gás combustível de alta pressão e 3.061 m³/h de gás de baixa pressão.

Os principais consumidores de gás combustível de alta pressão serão basicamente os turbogeradores, e o gás de baixa pressão será fornecido para as seguintes unidades: desaerador de água do mar, flotores de água produzida, torres de regeneração de TEG, queimador do *flare*, forno e gerador de gás inerte.

O Quadro 2.4-3 resume os tipos e capacidades dos principais equipamentos da planta de processamento de gás (sistemas principal e auxiliar).

Quadro 2.4-3. Características dos equipamentos da planta de processamento de Gás.

EQUIPAMENTO	TIPO	CAPACIDADE (a 20°C e 101,3 kpa abs)
Sistema Principal – 3 estágios		
Compressores (3)	Centrífugos	2.000.000 m ³ /d
Resfriador – Entrada do 1° estágio (3)	Casco e tubo	4,5 x 10 ⁶ w
Resfriador – Saída do 1° estágio (3)	Casco e tubo	3,9 x 10 ⁶ w
Resfriador – Saída do 2° estágio (3)	Casco e tubo	4,0 x 10 ⁶ w
Resfriador – Saída do 3° estágio (3)	Casco e tubo	5,4 x 10 ⁶ w
Vaso Depurador (1)	vertical	6.000.000 m ³ /d
Vaso – entrada do 1° estágio (3)	vertical	2.000.000 m ³ /d
Vaso – descarga do 1° estágio (3)	vertical	2.000.000 m ³ /d
Vaso – descarga do 2° estágio (3)	vertical	2.000.000 m ³ /d
Torre de Absorção – TEG (3)	vertical	2.000.000 m ³ /d
Sistema Auxiliar – Booster		
Vaso Depurador (1)	Vertical	326.790 m ³ /d
Resfriador – Sucção de gás de baixa pressão (1)	Casco e tubo	4,2 x 10 ⁶ w
Vaso – Sucção de gás de baixa pressão (1)	Vertical	170.000 m ³ /d
Compressores (2)	Parafuso	85.000 m ³ /d
Filtro – saída do compressor (2)	Coalescente	85.000 m ³ /d
Vaso de Gás Comprimido (2)	vertical	85.000 m ³ /d

C.3.3. Sistema de Geração de Energia (P05A/B)

O FPSO P-54 conta com quatro turbo-geradores de 23 MW cada movidos tanto a gás natural quanto a diesel. Além dos turbo-geradores, fazem parte deste sistema um gerador auxiliar de 3 MW movido à diesel e um de emergência de 1,6 MW, e um tanque diário de óleo diesel para cada gerador. O Quadro 2.4-4 apresenta as principais características dos geradores da P-54.

Quadro 2.4-4. Características dos equipamentos de Geração de Energia.

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA	CONSUMO MÁXIMO DE COMBUSTÍVEL
Turbo-geradores (4 -1 em <i>stand by</i>)	23 MW	Gás –525.000 m ³ /d. Diesel – 156 t/d
Motogerador Auxiliar (1 em <i>stand by</i>)	3 MW	Diesel – 20 t/d
Motogerador de Emergência (1 em <i>stand by</i>)	1,6 MW	Diesel – 11 t/d

No pico da geração de energia, poderão operar em conjunto até três geradores permanecendo o quarto em *stand-by*. Os turbogeradores estão previstos para operar com gás combustível (preferencialmente) e diesel. Contudo, na partida da unidade de produção, será necessário o uso de diesel nos turbogeradores, até a estabilização da produção de gás.

C.3.4. Sistema de Captação e Tratamento de Água de Injeção (P07)

O sistema de injeção de água, com capacidade para tratar e injetar 39.000 m³/d à pressão de 200 kgf/cm², é dividido em dois subsistemas: o primeiro, constituído por bombas de captação, uma unidade de remoção de sulfatos e uma desaeradora de água do mar. O segundo será composto pelas bombas de injeção, *manifold* de distribuição e *flowlines* que conduzem a água para poços injetores.

O tratamento da água de injeção é realizado com o intuito de evitar reações da água injetada nos poços com a água de formação do reservatório e os hidrocarbonetos.

O Quadro 2.4-5 apresenta as principais características dos equipamentos da planta de água de injeção da P-54.

Quadro 2.4-5. Características dos equipamentos da planta de água de injeção.

EQUIPAMENTO	TIPO	CAPACIDADE
Bombas <i>lift</i> de captação de água do mar (02)	Elétrica submersa	2.174 m ³ /h
Unidade de desaeração (01)	Recheio	1.626 m ³ /h
Unidade de dessulfatação (01)	Nanofiltração	39.000 m ³ /d
Bombas de injeção de água desaerada e com baixa concentração de sulfatos (04)	Centrífuga	542 m ³ /h

No processo de desaeração, a água do mar escoar, sobre os recheios da coluna desaeradora, em contra-corrente com gás combustível. Dessa forma, o oxigênio dissolvido na água é transferido para a fase gasosa. Além disso, a desaeradora acumula um volume de água desaerada para suprir oscilações na demanda do sistema.

O processo de dessulfatação, por nanofiltração através de membranas sintéticas, reduz o teor de sulfatos da água para valores menores do que 100 mg/l.

C.3.5. Sistema de *Flare* (P09 e P11)

No convés principal, está localizada, na proa a boreste, a base da lança do *flare* o qual será do tipo sônico, de baixa radiação, não-poluidor e com baixas emissões de NO_x. A lança tem um comprimento de 100 metros sendo que os queimadores estão à cerca de 85 m acima deste convés, evitando níveis inaceitáveis de radiação.

O uso do *Flare* está restrito à despressurização do sistema, devido às situações de emergência como, por exemplo, a falha de equipamentos e a interrupção no processo de escoamento pelos gasodutos, sendo capaz de queimar cerca de 6.000.000 m³/d, nessas condições.

Em operação normal, ele funciona com uma vazão de gás de 300 m³/h, sendo 200 m³/h para manter as chamas piloto acesas e 100 m³/h para o gás de purga.

O *flare* possui dois sistemas independentes, sendo um operando à alta pressão com capacidade de queimar até 6.000.000 m³/d e outro à baixa pressão com capacidade de queimar até 195.000 m³/d de gás residual liberado das válvulas de segurança, válvulas de controle de pressão, válvulas *blowdown* (despressurização rápida), tubulações e equipamentos da planta de processo.

C.3.6. Sistema de Óleo Diesel

O óleo diesel será o principal combustível para os seguintes equipamentos: os turbogeradores, na etapa inicial da operação, os motogeradores de emergência e auxiliar, o compressor de ar de partida e o incinerador.

O transporte de óleo diesel até o FPSO P-54 será realizado a partir de embarcações de apoio e sua transferência para o FPSO P-54 será efetuada por meio de bombeamento através de mangotes de 4".

O óleo diesel será armazenado e tratado a bordo do FPSO P-54. O sistema de óleo diesel possuirá dois filtros com capacidade 100 m³/h, dois tanques estruturais de 1.525 m³ e 1.883 m³, duas purificadoras do tipo centrífuga de 100 m³, um tanque de recebimento de transbordamento de 92 m³ e um sistema de distribuição para os equipamentos consumidores constituído por bombas, dutos e um tanque estrutural de distribuição de 358 m³.

D. Sistema de Coleta, Escoamento e Transferência da Produção

Os dutos do sistema submarino de coleta e escoamento da produção do FPSO P-54 serão compostos por trechos dinâmicos, submetidos aos movimentos do FPSO, e trechos estáticos, apoiados no fundo marinho. O sistema de coleta (linhas de produção, injeção e gás *lift*) será composto, em toda a sua extensão, por linhas flexíveis (Figura 2.4-12a), com diâmetros de 2,5" e 6". A exportação do gás produzido pela UEP será feita através de um gasoduto, composto por linha flexível (trecho dinâmico) de 9,13" (diâmetro interno) e duto rígido (trecho estático) de 10" de diâmetro nominal, semelhante a estrutura ilustrada na Figura 2.4-12b.

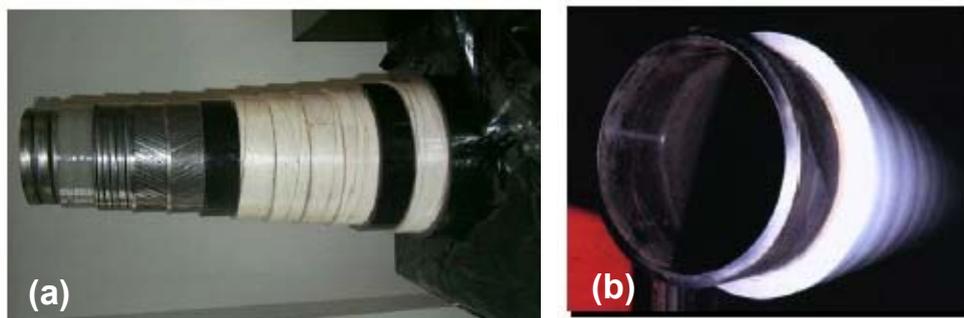


Figura 2.4-12. Exemplo de linhas utilizadas no escoamento e transferência da produção. (a) linha flexível; (b) duto rígido.

Como garantia de segurança contra vazamentos, todas as linhas que integram o sistema de escoamento e transferência da produção possuem transmissores que permitem o monitoramento e o registro constante de variáveis operacionais estando tais informações centralizadas na sala de controle. Este controle permitirá, em casos de queda ou aumento de pressão a níveis anormais, acionar válvulas de fechamento de emergência (tipo SDV) instaladas na saída das linhas junto ao FPSO P-54, bem como o fechamento das válvulas na ANM. Desta forma, em caso de vazamentos, o fluxo é imediatamente interrompido.

O duto de exportação de gás possuirá uma válvula de retenção que não permitirá o fluxo no sentido da plataforma. Esta válvula de segurança estará presente no equipamento 2-RO-PLM-Y.

Nas Figuras 2.4-13 e 2.4-14, são apresentados o arranjo geral do sistema e o diagrama unifilar de interligação dos poços.

Figura 2.4-13. Arranjo Submarino P-54. (inserir em A3)

Figura 2.4-13. Arranjo Submarino P-54. (inserir em A3)

Figura 2.4-14. Diagrama Unifilar de interligação dos poços do FPSO P-54. (inserir em A3).

Figura 2.4-14. Diagrama Unifilar de interligação dos poços do FPSO P-54.
(inserir em A3).

D.1. Sistema de Coleta e Injeção

Os poços produtores e injetores do Módulo 2 do campo de Roncador estarão interligados de forma individual ao FPSO P-54 por um sistema de coleta e injeção composto por linhas flexíveis e equipamentos submarinos (árvores de natal molhadas – ANMs e *Manifolds* Submarinos de Controle - MSCs).

Todos os poços produtores estarão diretamente interligados ao FPSO P-54 por um conjunto (*bundle*) de três linhas, sendo uma de produção, uma de *gás lift* (acesso à região anular da coluna de produção e passagem de *pig*) e o umbilical para controle eletro-hidráulico e injeção de produtos químicos.

Com relação aos poços de injeção de água, todas as linhas de injeção serão ligadas diretamente ao FPSO P-54, porém, o controle dos poços injetores será feito através de dois “*manifolds*” de distribuição de funções hidráulicas e elétricas (MSC) a serem instalados no fundo do mar, nas proximidades dos poços. Cada um destes *manifolds* será interligado à P-54 através de um único umbilical, idêntico ao umbilical utilizado nos poços produtores e será capaz de controlar até 4 poços. De cada *manifold* partirão umbilicais até os seus respectivos poços.

Apenas um dos poços de injeção será “satélite”, ou seja, interligado de maneira independente dos demais, à P-54, devido ao seu posicionamento no Campo.

D.1.1. Árvores de Natal Molhadas - ANM

O projeto de desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Roncador contará com a instalação de 17 ANMs do tipo GLL, isto é, operadas sem mergulhador e sem cabos-guia (11 em poços de produção e 6 em poços de injeção).

As válvulas das ANMs são do tipo *Fail Safe Close*, ou seja, em caso de falha as válvulas ficam na posição fechada.

D.1.2. Linhas de Coleta e Injeção e Umbilicais de Controle

Conforme já descrito, o sistema submarino de coleta e injeção consiste de linhas flexíveis (Figura 2.4.12-b) que conectarão o FPSO P-54 aos poços produtores e injetores de forma individual.

Os Quadros 2.4-6 e 2.4-7 apresentam as características gerais das linhas de coleta e injeção, respectivamente.

Quadro 2.4-6. Características gerais das linhas de coleta.

POÇO PRODUTOR	Diâmetro Interno da Linha de Produção (pol)		Comprimento da Linha de Produção (m)		Diâmetro Interno da Linha de Anular (pol)		Comprimento da Linha de Anular (m)		Umbilical Eletro-Hidráulico	Comprimento do UEH (m)
	Riser	Flow	Riser	Flow	Riser	Flow	Riser	Flow	Composição	Riser + Flow
P513-1	6	6	1800	3745	2,5	2,5	1800	3740	9H+3HCR+1CE	5530
P513-3	6	6	1800	2350	2,5	2,5	1800	2355	9H+3HCR+1CE	4145
P513-4	6	6	1800	4590	2,5	2,5	1800	4580	9H+3HCR+1CE	6375
7-RO-50HPA-RJS	6	6	1800	2720	2,5	4	1800	2735	9H+3HCR+1CE	4515
P31-2	6	6	1800	4925	2,5	2,5	1800	4920	9H+3HCR+1CE	6715
P31-3	6	6	1800	4100	2,5	2,5	1800	4115	9H+3HCR+1CE	5895
P31-5A	6	6	1800	1845	2,5	2,5	1800	1875	9H+3HCR+1CE	3645
7-RO-42HPB-RJS	6	6	1800	3520	2,5	2,5	1800	3550	9H+3HCR+1CE	5325
PSUL-3	6	6	1800	6785	2,5	2,5	1800	6810	9H+3HCR+1CE	8590
PSUL-4	6	6	1800	6925	2,5	2,5	1800	6975	9H+3HCR+1CE	8740
PSUL-7	6	6	1800	5905	2,5	2,5	1800	5945	9H+3HCR+1CE	7715
PSUL-5 (Reserva)	6	6	1800	4525	2,5	2,5	1800	4560	9H+3HCR+1CE	6330
P-RESERVA-1 (Reserva)	6	6	1800	6180	2,5	2,5	1800	6220	9H+3HCR+1CE	7990

Quadro 2.4-7. Características gerais das linhas de injeção.

POÇO INJETOR	Diâmetro Nominal da Linha de Injeção (pol)		Comprimento da Linha de Injeção (m)		Umbilical Eletro-Hidráulico	Comprimento dos Umbilicais Eletro/Hidráulicos (m)
	Riser	Flow	Riser	Flow	Composição	Flow
I513-2	6	6	1800	2720	5H+1CE	4530 (Riser + Flow)
I31-1	6	6	1800	4070	5H+1CE	650
I31-2	6	6	1800	2630	5H+1CE	220
I31-3	6	6	1800	3950	5H+1CE	1670
ISUL-2	6	6	1800	4410	5H+1CE	975
ISUL-3	6	6	1800	5650	5H+1CE	1600
I-RESERVA-1	6	6	1800	7650	5H+1CE	3600
I31-4 (reserva)	6	6	1800	2280	5H+1CE	435

Obs.: Composição do umbilical eletro-hidráulico :

H=Mangueiras; HCR=Mangueiras Anti-achatamento; CE= Cabo Elétrico

Todos os *risers* serão interligados ao FPSO P-54 em configuração catenária livre, cujo ângulo de topo é de 7°, conforme as análises locais de tensões e de estabilidade no fundo.

Com relação ao controle dos poços, todos os umbilicais serão do tipo eletro-hidráulicos, consistindo de um conjunto de mangueiras termoplásticas e cabos elétricos, integradas em um único cabo para transmitir suprimentos hidráulicos de baixa e alta pressão (para as válvulas de segurança, fechamento e controle do fluxo do poço nas ANMs, etc), injetar produtos químicos (inibidor de incrustação, desemulsificante e inibidor de hidrato – etanol, inibidor de corrosão, seqüestrante de H₂S), conforme a necessidade, e receber/emitir sinais elétricos necessários para operar e monitorar os poços de produção e de injeção.

Todos os umbilicais dos poços de produção serão do tipo tradicional para uso nestes poços, ou seja, 9H+3HCR+1CE, consistindo de 9 mangueiras para controle hidráulico das válvulas das ANMs e 3 mangueiras para injeção de etanol e produtos químicos, além de 1 cabo elétrico para transmissão de sinais de medidas de temperatura e pressão, e monitoramento das operações de *pigging*. A Figura 2.4-15, a seguir, apresenta a ilustração de um umbilical flexível composto por várias camadas de material metálico e materiais poliméricos intercalados.



Figura 2.4-15. Foto representativa de um umbilical flexível. Fonte: Petrobras

Para o poço de injeção satélite (I 513-2) ligado ao FPSO P-54, o umbilical eletro-hidráulico será do tipo 5H+1CE (5 mangueiras para controle hidráulico e 1 cabo elétrico). Para os poços de injeção controlados pelos dois *manifolds*, este mesmo tipo de umbilical interligará estes ao seu respectivo *manifold*. É importante destacar que a interligação dos *manifolds* ao FPSO P-54 será feita através de umbilicais 9H+3HCR+1CE idênticos aos usados nos poços de produção.

O Quadro 2.4-8 apresenta os comprimentos e as características dos umbilicais que ligam os *manifolds* de controle à P-54.

Quadro 2.4-8. Características gerais dos umbilicais dos manifolds de controle dos poços injetores.

Equipamento	Umbilical Eletro- Hidráulico (composição)	Comprimento do UEH (m)
MSC-RO-1	9H+3HCR+1CE	4110
MSC-RO-2	9H+3HCR+1CE	6040

MSC= *Manifold* Submarino de Controle

Os comprimentos dos umbilicais de controle a serem utilizados nos poços produtores e injetor satélite serão aproximadamente iguais aos comprimentos das linhas de produção e injeção, respectivamente, para cada tipo de poço.

Para o controle (hidráulico) de funções das estruturas submarinas (ANMs), será utilizado como suprimento um fluido hidráulico de base aquosa (Oceanic HW 525) cuja ficha de segurança (MSDS) encontra-se no Anexo 2 deste documento.

D.2. Sistema de Transferência da Produção

D.2.1 Escoamento de óleo

O escoamento da produção de óleo do FPSO P-54 será realizado pelo sistema de *offloading*, utilizando um navio aliviador, um mangote flexível de 20" de diâmetro conectado entre as duas embarcações e 6 bombas a cada operação correspondentes aos tanques que estão sendo descarregados, totalizando uma vazão de transferência de 7.200 m³/h.

No término da operação de *offloading*, o mangote será lavado e recolhido no FPSO P-54 para ser novamente utilizado. A água de lavagem irá para o tanque *slop* para tratamento. O navio aliviador realizará o transporte do óleo para os terminais de recebimento em terra.

Conforme apresentado no item K.2.4 deste relatório, "Detecção, Contenção e Bloqueio de Vazamentos", a segurança da operação de *offloading* contra vazamentos se dará por um sistema de medição instantânea de vazão além de um sistema de alta confiabilidade composto por válvulas e acoplamento de fechamento em caso de emergência.

Na Figura 2.4-16, estão representados, como exemplo, as bombas e os tanques de óleos utilizados no sistema de transferência do tipo *offloading*.

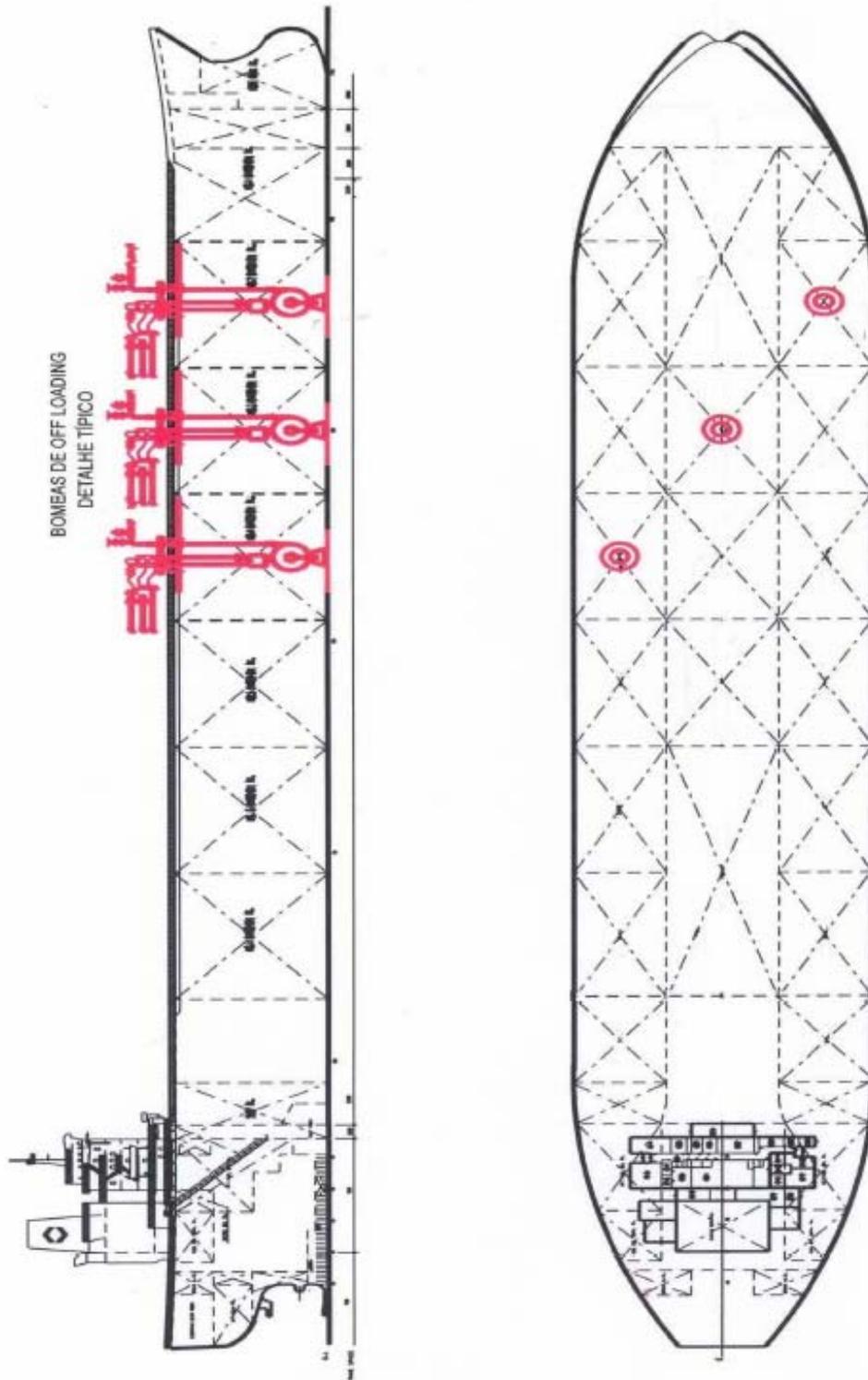


Figura 2.4-16. Fluxograma do sistema de *offloading*. Fonte: PETROBRAS

D.2.2. Escoamento de gás

O gás produzido pelo FPSO P-54 será exportado através de um gasoduto flexível de diâmetro interno 9,13" e 2.835 m de comprimento, que interligará o FPSO ao 2RO-PLM-Y, onde este se juntará, no futuro, à produção de gás da P-52 a ser instalada no Campo de Roncador. Esse trecho flexível, denominado 2RO-G10-02, será conectado ao 2RO-PLM-Y por um MCV (Módulo de Conexão Vertical Direta). A partir daí, o gás será transportado em um duto rígido, denominado 2-RO-G10-01, de mesmo diâmetro interno e com 34 km até o equipamento PLAEM-RO-01 já instalado, unindo-se à produção dos demais Módulos do Campo.

A partir do PLAEM-RO-01 o gás segue pelo gasoduto RG-3 (rígido de 20") até o PLAEM-NA-1, de onde o fluxo segue até a plataforma de Garoupa 1 (PGP-1), e de lá para o Ponto A, em terra, através de um duto de 22" de diâmetro nominal. Do Ponto A o gás segue para Cabiúnas. Como alternativa, o gás poderá, a partir do PLAEM-NA-1, seguir até a plataforma de Namorado 1 (PNA-1) e, posteriormente, ser transportado através de um gasoduto rígido de 20" para o ponto A, e então, até Cabiúnas.

Na Figura 2.4-17, está representado o esquema de escoamento de gás do FPSO P-54.

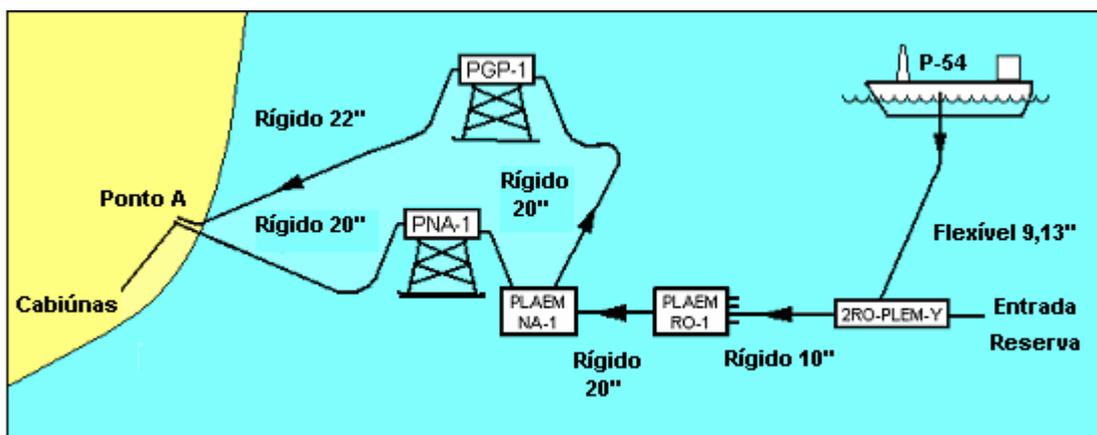


Figura 2.4-17. Sistema de escoamento de Gás do Módulo 2 – Campo de Roncador.

Fonte: PETROBRAS

Os dutos submarinos contarão ao longo de suas extensões com um sistema de controle e monitoramento de variáveis operacionais composto de medidores, transmissores e válvulas de fechamento de emergência, que será descrito no item K 2.

O gás será exportado via duto submarino, após as etapas de separação, compressão e desidratação, e apresentará as seguintes características resumidas no Quadro 2.4-9.

Quadro 2.4-9. Características do gás a ser escoado a partir do campo de Roncador pela FPSO P-54.

COMPOSTO	PORCENTAGEM
Cadeias de 1 carbono (metano)	93,40 %
Cadeias de 2 carbonos	3,65 %
Cadeias de 3 carbonos	0,43%
Cadeias de 4 carbonos	0,21%
Cadeias de 5 carbonos	0,05%
Cadeias de 6 carbonos	0,03%
Cadeias de 7 carbonos	0,12%
Cadeias de 8 carbonos	0,01%
Cadeias de 9 carbonos	0,031%
Cadeias de 10 carbonos	0,01%
N ₂	0,31 %
H ₂ O	0,004%
CO ₂	1,75 %
PROPRIEDADE	VALOR
Calor de combustão	11.479 Kcal/Kg
Peso molecular	18,5

D.2.2.1. Equipamento 2RO-PLEM-Y

No Módulo 2 de Roncador, em seu sistema de escoamento de gás, está prevista a instalação de um PLEM (*Pipeline End Manifold*) denominado 2RO-PLEM-Y.

O 2RO-PLEM-Y, apresentado na Figura 2.4.18, é um *manifold* submarino capaz de escoar, por um único duto gás coletado por mais de uma plataforma. No caso do Módulo 2 de Roncador, o 2RO-PLEM-Y coletará o gás produzido pelo FPSO P-54, permitindo ainda a entrada de gás de exportação proveniente da P-52.

Esse PLEM possuirá uma válvula de isolamento para o futuro módulo, além de uma válvula de emergência (*Emergency Shut Down Valve*) para o FPSO P-54. Esta se trata de uma válvula de retenção, que não permite o fluxo no sentido da UEP. Para a partida da planta de processo da plataforma poderá haver a importação de gás do gasoduto, possibilitada pela atuação de uma válvula controlada a partir da unidade por um umbilical hidráulico idêntico ao umbilical para poço injetor (5H + 1EC), que permite este procedimento.

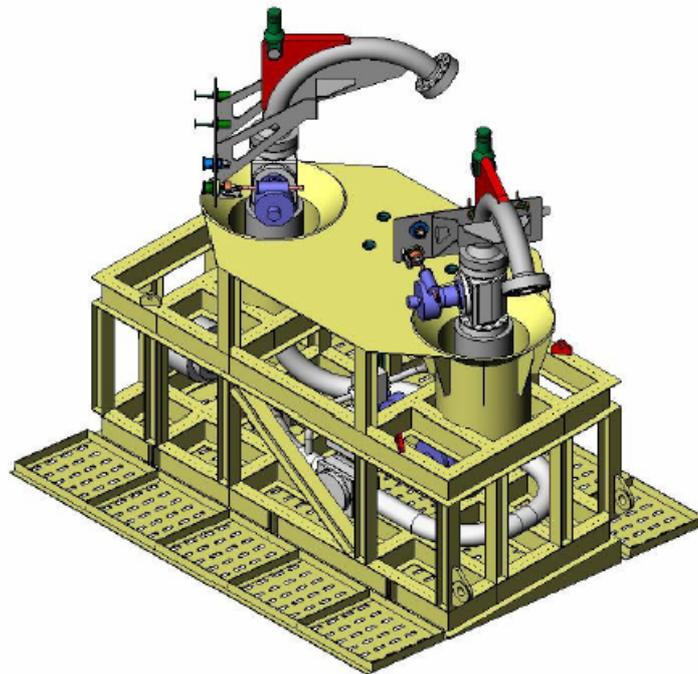


Figura 2.4-18. Ilustração preliminar do equipamento 2RO-PLEM-Y. Fonte: Aker Kvaerner

E. [Empreendimentos Associados e Decorrentes](#)

Neste item, serão descritas as operações de lançamento dos equipamentos submarinos (PLEM e MSC), das linhas e dos dutos de coleta da produção e transferência de gás (gasodutos), bem como os procedimentos para realização dos testes de estanqueidade do sistema submarino.

E.1. [Lançamento e comissionamento de linhas e dutos, e demais equipamentos submarinos](#)

Este empreendimento envolverá o lançamento de linhas flexíveis (trecho dinâmico do gasoduto de exportação e linhas do sistema de coleta), de rígidas (trecho estático do gasoduto de exportação), dos *Manifolds* Submarinos de Controle (MSC) e do *Pipeline End Manifold* 2 RO-PLEM Y.

É importante destacar que, antes das operações de lançamento das linhas flexíveis e rígidas, serão realizados levantamento de batimetria e características do solo da rota de lançamento, seguido de inspeção por ROV. Os procedimentos de lançamento dos dutos terão o suporte de inspeção visual submarina através de ROV da própria embarcação ou de uma segunda. Após o lançamento, realiza-se uma inspeção e registro da rota dos dutos.

Para o lançamento do sistema submarino do Módulo 2 do Campo de Roncador serão utilizadas as embarcações *Skandi Navica* e *Sunrise 2000*. Como opção à embarcação *Sunrise 2000* poderão ser utilizadas as embarcações *Seaway Condor*, *Lochnagar* e *Kommandor 3000*. A embarcação *Skandi Navica* será responsável pelo lançamento do

trecho estático do gasoduto de exportação (duto rígido de 10") e do 2 RO-PLEM Y, as demais embarcações estarão envolvidas no lançamento das linhas flexíveis (trecho dinâmico do gasoduto de exportação e linhas do sistema de coleta) e dos MSCs .

E.1.1. Lançamento do Gasoduto de Exportação

O gasoduto de exportação será lançado em duas etapas: trecho estático e trecho dinâmico.

O lançamento do trecho estático será realizado pela embarcação MSV *Skandi Navica* e o trecho dinâmico será lançado por uma das embarcações de lançamento de linhas flexíveis.

No lançamento dos tramos flexíveis (trecho dinâmico do gasoduto), o navio *Sunrise 2000* parte da base em Vitória com o cesto carregado e navega até o ponto de início do lançamento. Já o trecho estático do gasoduto, composto por tubos rígidos soldados, são carregados no carretel do navio *Skandi Navica*, por bobinamento (*spooling*).

A operação de lançamento do trecho estático será iniciada com o auxílio de um peso morto, conectado à extremidade do primeiro tramo, de forma que ao ser depositado no fundo do mar, fará com que esse fique na posição inicial da rota de lançamento.

Dependendo da dimensão e da capacidade do carretel do *Skandi Navica*, e juntamente com o comprimento total do duto, pode ser necessário realizar as operações de lançamento em etapas. Se o comprimento armazenado no cesto do navio for inferior ao comprimento total do duto, será feito o abandono do último tramo do carregamento atual, sendo lançada a última extremidade com uma lingada de abandono, para permitir o seu futuro recolhimento. O "cabo" utilizado para lançar a última extremidade será solto com a utilização de ROV. Após o lançamento da lingada, o navio regressará à base para reabastecimento de linha. Retornando à posição da última extremidade, essa será recolhida utilizando o "cabo" e o ROV, para continuar o lançamento até o último tramo. Essas etapas se repetem até o lançamento do comprimento total, onde se realiza o abandono final do duto.

Para o trecho dinâmico, o gasoduto terá sua extremidade conectada ao respectivo MCV no equipamento 2RO-PLEM-Y (já instalado no fundo do mar). Toda a sua extensão será lançada numa única campanha, até que a embarcação *Sunrise 2000* atinja a posição próxima ao FPSO P-54 (já posicionado), onde então a outra extremidade do duto será içada à UEP.

Concluído o lançamento, a linha de exportação de gás será ancorada em estaca pré-lançada conforme o procedimento descrito no item B.2.2.

O 2RO-PLEM-Y será previamente lançado na sua locação. A interligação ao 2-RO-G10-01 (trecho estático) será por conexão flangeada, enquanto que o 2-RO-G10-02 (trecho flexível) será interligado ao PLEM-Y por conexão vertical direta (via MCV).

A conexão da outra extremidade do gasoduto 2-RO-G10-01 com o PLAEM-RO-1 será realizada com a conexão direta do flange da extremidade à entrada reservada ao gasoduto do FPSO P-54 no PLAEM-RO-1, conexão esta feita por mergulhadores.

Pelo fato do 2RO-PLM-Y estar conectado a uma das extremidades do gasoduto por meio de flange, o mesmo será lançado e abandonado no mar juntamente com o gasoduto 2RO-G10-01 (trecho PLAEM-RO-01 — 2RO-PLM-Y), pela embarcação Skandi Navica, com o auxílio de um cabo de aço. A conexão da outra extremidade do gasoduto com o PLAEM será realizada através de *spools* rígidos flangeados, feita por mergulhadores. Caso o 2RO-PLM-Y não tenha a flexibilidade de ser lançado já conectado, será necessário um PLET, que se encontrará conectado à extremidade do duto rígido através de um flange, sendo lançado da mesma forma como descrito acima para o 2RO-PLM-Y, que neste caso, será lançado sozinho por rebocador com guincho próprio para lançamento deste tipo de equipamento, utilizando-se cabo de aço.

A maior parte das operações de comissionamento do trecho dinâmico do gasoduto deverá ocorrer na base, em Vitória. O desalagamento e secagem dos tramos (após a realização do teste hidrostático) deverão ser feitos por injeção de ar seco, que movimentará vários *pigs*, expulsando a água do interior do duto. A água utilizada no teste hidrostático será recuperada e redirecionada aos tanques de armazenamento, localizados na base.

O processo de inertização do gasoduto será realizado com injeção de nitrogênio, a fim de eliminar o oxigênio presente nos tramos. Os flanges cegos serão mantidos até o momento do lançamento dos tramos, mantendo-os assim inertizados. Porém, antes do lançamento da última extremidade do gasoduto, a operação deve ser interrompida para uma última etapa de inertização, com o intuito de eliminar qualquer quantidade de oxigênio que por ventura tenha entrado na linha, durante a etapa de lançamento.

Após a finalização do lançamento do trecho estático do gasoduto ocorrerá a substituição da água do mar presente no mesmo por um fluido inibidor de corrosão até a chegada do FPSO P-54. O descarte desse fluido será realizado através do PLAEM-RO-01, em superfície de 10 metros com uma vazão aproximada de 1,5 m³/minuto. Será necessária a instalação de um “receptor de *pig*” na extremidade do duto próxima ao PLAEM e a utilização de um barco de apoio que conectará um duto flexível ao receptor de *pig*, que também, auxiliará na dispersão do fluido próximo à superfície.

E.1.2. Lançamento das Linhas Flexíveis do Sistema de Coleta

O procedimento a ser adotado exige o emprego de uma embarcação especializada, com equipamentos específicos para o lançamento do duto flexível (ou embarcação tipo LaySV). Neste método, os tramos, que variam em função da capacidade de manuseio na base de operação terrestre, em termos de peso ou volume, são pré-fabricados e estocados, aguardando a atracação do navio de lançamento. Os tramos são montados através de conexão flangeada e carregados no carretel ou cesta do navio de lançamento. Após completar o carregamento dos dutos, o navio desloca-se para o local de instalação, onde é realizado o lançamento do duto. Dependendo do comprimento, o lançamento pode ser feito em etapas: lançamento e abandono de um trecho, retorno ao canteiro para carregamento de novo trecho, viagem para a locação da extremidade do trecho

abandonado, recuperação da extremidade do trecho abandonado e conexão por flanges com a extremidade do trecho carregado no LaySV, continuação do lançamento e abandono parcial ou final.

E.1.3. Lançamento dos Manifolds Submarinos de Controle (MSC)

A instalação dos *manifolds* de controle no fundo marinho será feita por uma das embarcações utilizadas para o lançamento dos dutos flexíveis.

Os *manifolds* de controle serão transportados no convés da embarcação de lançamento até a posição de instalação. No lançamento poderá ser utilizado o guindaste disponível na embarcação para içá-lo do convés e descê-lo até o fundo. Caso a embarcação disponha de um *A frame* este poderá ser utilizado em conjunto com um guincho para a instalação, de forma semelhante ao procedimento anterior. Como opção o MSC pode ser transportado até a locação por uma embarcação de apoio onde então a embarcação de lançamento faria o içamento do MSC do convés da embarcação de apoio descendo-o até o fundo.

A posição e orientação do *manifold* de controle após a sua instalação serão monitoradas por *transponders* e por ROV. Posteriormente à instalação os *transponders* serão recolhidos com o uso do ROV.

E.2. Testes de Estanqueidade

E.2.1. Linhas Flexíveis

Serão realizados testes pneumáticos de vedação com nitrogênio, em todas as conexões intermediárias das linhas de coleta desde que providas de dispositivos para teste, bem como nas conexões das linhas flexíveis que compõem o trecho do gasoduto do FPSO ao 2RO-PELMY. O gás será injetado nos dispositivos especialmente projetados para esta finalidade, à pressão de 150 bar ou a máxima pressão de trabalho da linha (a que for maior), durante 5 minutos.

Havendo vazamento de nitrogênio no teste, a conexão será refeita com troca dos anéis de vedação e de teste (se houver anel especial de teste, hoje em desuso) acarretando novo teste pneumático de vedação.

Caso as conexões não tenham dispositivos para teste pneumático, ou não seja possível realizar o teste pneumático por qualquer outro motivo, deverá ser feito teste hidrostático por pressurização da linha até a pressão de projeto. Neste caso a verificação de estanqueidade se dará pela observação visual da conexão, não havendo a necessidade de se aguardar a estabilização da pressão.

A duração deverá ser de, no mínimo, 15 minutos a partir do instante em que a pressão de teste é atingida na unidade de bombeio. A pressurização deve ser feita a uma taxa não superior a 108 MPa/hora (180 bar/hora); a despressurização deve ser feita a uma taxa

não superior a 108 MPa/hora. A água utilizada no teste hidrostático poderá conter corante com o fim de facilitar a identificação do vazamento.

Conforme descrito na seção B.2.1, alguns dutos serão pré-lançados. Estes dutos poderão, caso se julgue conveniente, ser preenchidos com água do mar com adição de produtos inibidores de corrosão. A presença de inibidores de corrosão visa garantir a integridade das linhas caso elas permaneçam abandonadas por um longo período de tempo. No Quadro 2.4-10 estão apresentadas as características dos aditivos químicos que irão compor este fluido de preenchimento. No mesmo Quadro consta também o corante a ser utilizado no teste hidrostático.

Quadro 2.4-10. Informações sobre os produtos químicos a serem utilizados no teste hidrostático.

PRODUTO	VOLUME	DESCRIÇÃO	CONCENTRAÇÃO UTILIZADA	NOME COMERCIAL	FABRICANTE
Biocida	613 litros	Glutaraldeído > 30% Metanol 0,25%	416,7 ppm	NIPACIDE GT	Clariant
Seqüestrante de Oxigênio	318 litros	Metabissulfito de Sódio > 37% Sais de Cobalto < 0,1%	216,2 ppm	SISBRAX SQO 40-C	Agena
Corante	37 litros	Solução de Fluoresceína a 20%	25 ppm	-	-

E.2.2. Gasoduto

E.2.2.1. Trecho Dinâmico (2RO-G10-02)

Após a conclusão do processo de fabricação, os tramos serão inundados com água do mar para a realização do teste hidrostático. Flanges cegos com adaptadores serão instalados nas extremidades dos tramos, possibilitando a vedação destes (as operações de comissionamento serão feitas por esses adaptadores). A pressão aplicada a cada tramo dependerá de sua respectiva especificação técnica. Após a conclusão do teste hidrostático, a pressão será liberada por válvulas localizadas nos adaptadores.

E.2.2.2. Trecho Estático

Após o lançamento do duto, o mesmo será testado hidrostaticamente com a pressão de projeto, verificando-se a estanqueidade da linha, bem como das uniões flangeadas entre os *spools*, as válvulas e as estruturas submarinas, como o 2 RO-PLM Y e o PLAEM-RO-1. Posteriormente será adotado um procedimento de limpeza e calibração dos mesmos, respectivamente, com *pigs* de limpeza utilizando-se glicol ou ar seco e instrumentados, visando garantir a ausência de imperfeições geométricas.

Inicialmente, será realizado o teste hidrostático contra a válvula do 2RO-PLM-Y. Tal estrutura submarina estará conectada ao gasoduto 2RO-G10-02 (trecho flexível do gasoduto, entre o 2RO-PLM-Y e a P-54). Em seguida, haverá a realização do teste hidrostático em toda a extensão dos gasodutos (2RO-G10-01 e 2RO-G10-02).

Para o teste hidrostático, será passado um *pig* para garantir a completa inundação do duto, onde serão utilizados cerca de 1.560 m³ de água do mar com a adição de produtos.

F. Curvas de Produção

Abaixo são apresentadas as curvas de produção de óleo, gás e água previstas para o período de desenvolvimento do Módulo 2, do campo de Roncador.

F.1. Óleo

A produção média diária de óleo estimada para o Módulo 2 do campo de Roncador é apresentada no Quadro 2.4-11, no período de exploração de 2007 a 2032. Utilizando-se esses dados, as curvas de produção média e acumulada previstas foram traçadas e estão apresentadas na Figura 2.4-19.

Quadro 2.4-11. Produção diária prevista de óleo pela FPSO P-54.

ANO	Óleo (m³/dia)	ANO	Óleo (m³/dia)
2007	11323,3	2020	5319,7
2008	24852,5	2021	5098,6
2009	21101,4	2022	4904,1
2010	17635,6	2023	4745,2
2011	14202,7	2024	4598,4
2012	11655,7	2025	4465,8
2013	9712,3	2026	4306,8
2014	8337	2027	4186,3
2015	7430,1	2028	3967,2
2016	6803,3	2029	3854,8
2017	6287,7	2030	3674
2018	5871,2	2031	3569,9
2019	5567,1	2032	3521,9

Fonte: PETROBRAS

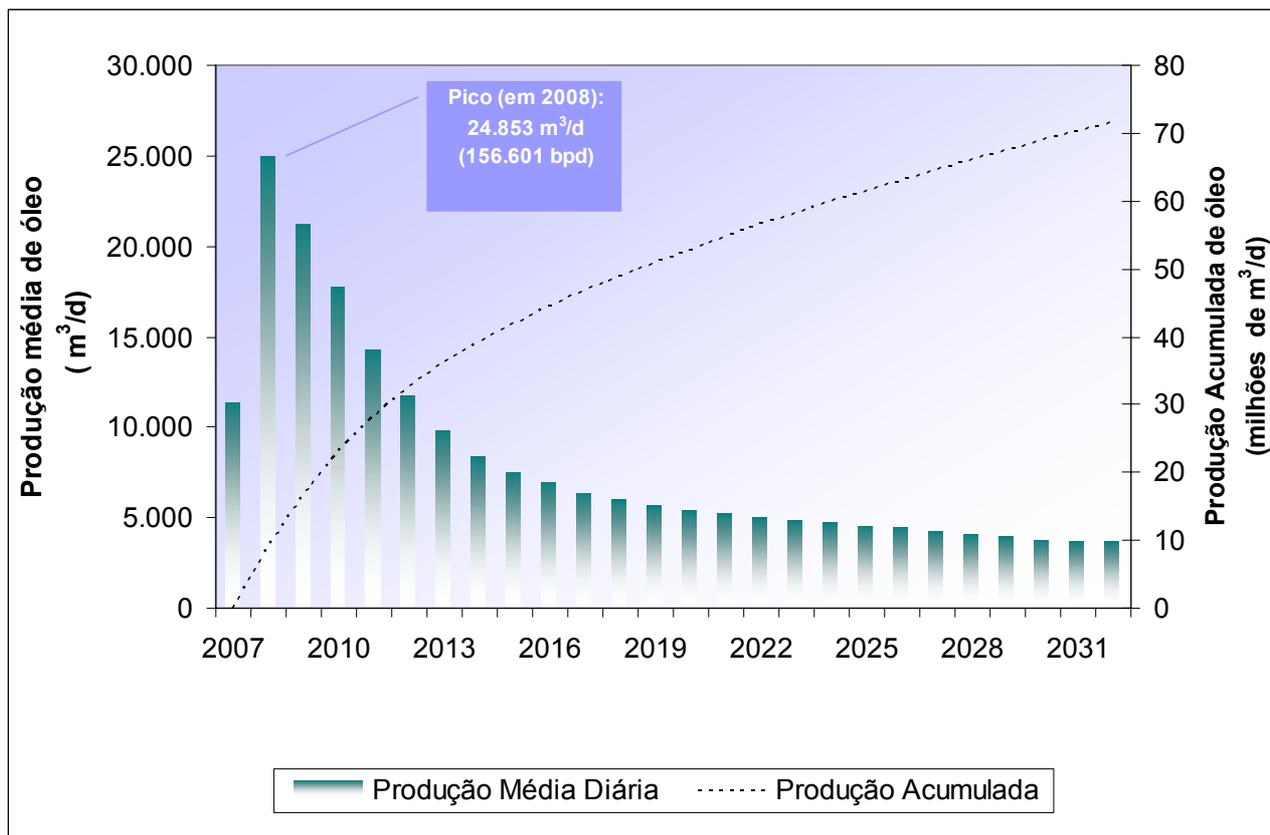


Figura 2.4-2-19. Curva prevista de produção de óleo ao longo de 25 anos de desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Roncador.

De acordo com o apresentado, verifica-se que a produção máxima prevista de óleo, cerca de 24.852,5 m³ / dia, ocorrerá em meados de 2008, decrescendo de forma não-linear até cerca de 3.521,9 m³ / dia ao final do período de desenvolvimento do módulo, quando, então, prevê-se uma recuperação de quase 75,6 milhões de metros cúbicos de óleo.

F.2. Gás

O gás separado do óleo no Módulo 2 do campo de Roncador será utilizado no consumo interno para geração de energia e injeção como gás *lift*. Uma parte desse gás é exportada através de gasodutos e outra parte, em pequenas proporções, queimada no *flare*. A previsão de produção do gás é apresentada no Quadro 2.4-12 a seguir e ilustrada na Figura 2.4-20.

Quadro 2.4-12. Produção diária de gás estimada pela FPSO P-54 (em mil m³/dia).

ANO	Gás (mil m ³ /dia)	ANO	Gás (mil m ³ /dia)
2007	696,6	2020	337,9
2008	1546,7	2021	323,3
2009	1376,5	2022	310,2
2010	1206,9	2023	299,3
2011	972,1	2024	289,2
2012	788,3	2025	280,1
2013	660	2026	269,6
2014	785,8	2027	261,7
2015	1055,9	2028	248,1
2016	1089,3	2029	241,3
2017	734,2	2030	233,4
2018	432	2031	229
2019	354,6	2032	222,3

Fonte: PETROBRAS

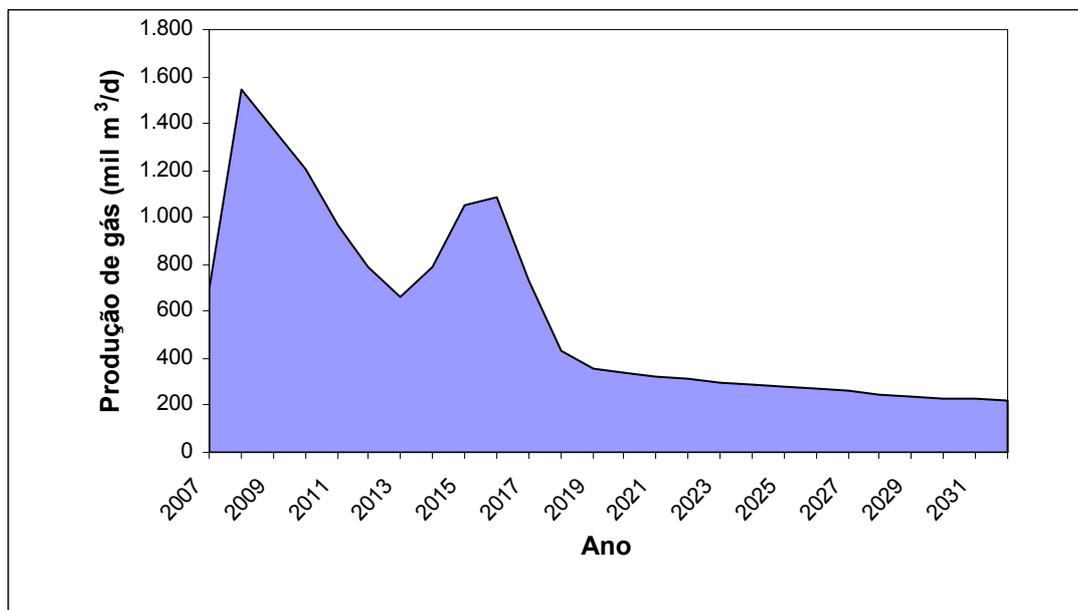


Figura 2.4-20. Curva de Produção de Gás estimada para o período de desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Roncador.

F.3. Água Produzida

O Quadro 2.4-13 apresenta a estimativa de água produzida durante o desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Roncador. Conforme pode ser observado na Figura 2.4-23, o volume de água produzida aumenta gradativamente, de acordo com as atividades de exploração de hidrocarbonetos até meados de 2027, quando atinge um pico de 23.484,9 m³/d. Esta água produzida será lançada ao mar após devido tratamento de acordo com a legislação pertinente (Resolução CONAMA 357/05), conforme descrito no item 2.4 K.

Quadro 2.4.13. Estimativa da produção diária de água produzida pela FPSO P-54.

ANO	Água Produzida (m ³ /dia)	ANO	Água Produzida (m ³ /dia)
2007	74	2020	18379,8
2008	1847	2021	18994,5
2009	4391,8	2022	19676,7
2010	6241,1	2023	20391,8
2011	8531,5	2024	21183,1
2012	10732,2	2025	21942,5
2013	12482,2	2026	22791,8
2014	13778,1	2027	23484,9
2015	14657,5	2028	22133,9
2016	15595,6	2029	23161,6
2017	16523,3	2030	22021,9
2018	17287,7	2031	21939,7
2019	17797,3	2032	22972,7

Fonte: PETROBRAS

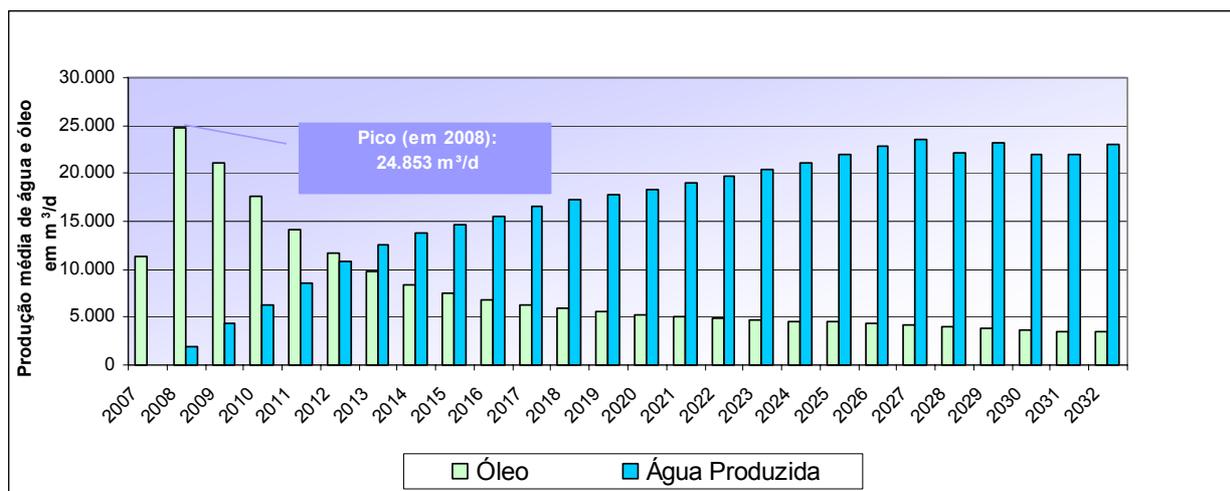


Figura 2.4-21. Curva de produção de água ao longo do período de desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Roncador.

F.4. Água de Injeção

Será injetada água nos poços a fim de evitar que a pressão dos fluidos do reservatório caia abaixo da pressão de saturação, utilizando-se a água do mar que, após ser devidamente tratada, será direcionada aos poços de injeção.

Conforme pode ser verificado no Quadro 2.4-14 e na Figura 2.4-22, o pico de água de injeção ocorrerá em 2008, cerca de 31.483,6m³/dia.

Quadro 2.4-14. Injeção diária de água estimada pelo FPSO P-54.

ANO	Água (m ³ /dia)	ANO	Água (m ³ /dia)
2007	17430,1	2020	25713,1
2008	31483,6	2021	26219,2
2009	30243,8	2022	26737
2010	27298,6	2023	27312,4
2011	25715,1	2024	27912,6
2012	24901,6	2025	28665,7
2013	24312,3	2026	29312,3
2014	23830,1	2027	29989,1
2015	23706,8	2028	29229,5
2016	24625,7	2029	29249,3
2017	25293,2	2030	28569,9
2018	25337	2031	27953,4
2019	25315,1	2032	28956,3

Fonte: PETROBRAS

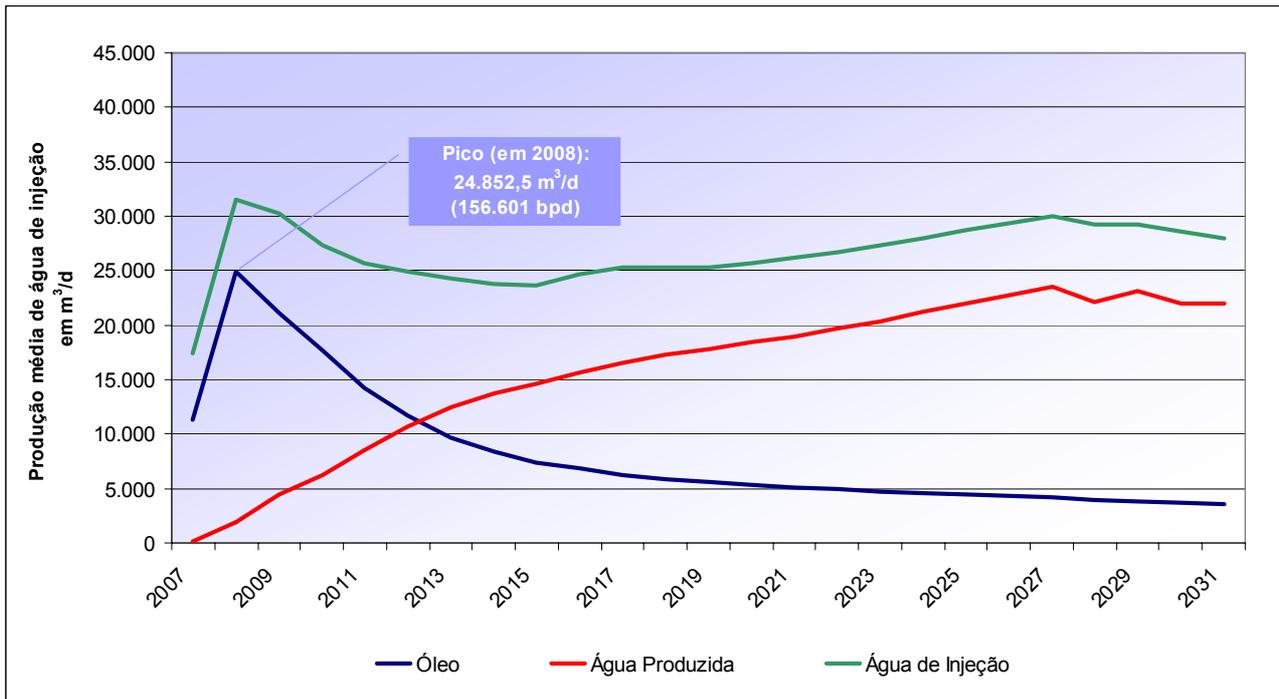


Figura 2.4-22. Curva de injeção de água ao longo do período de desenvolvimento do Módulo 2 do campo de Roncador.