

2.4. DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

O desenvolvimento do Campo de Roncador se dará em 4 módulos diferentes. A Fase 2 do Módulo 1A, objeto deste RAA, compreende a implantação de um sistema de produção auto-suficiente incluindo poços, estruturas submarinas, unidade estacionária de produção e um sistema submarino de escoamento da produção.

A. Descrição Geral do Processo

O processo de produção de óleo e gás a ser realizado pela PETROBRAS na Fase 2 do Módulo 1A do Campo de Roncador, com perspectiva de operação de Fevereiro de 2007 até o ano de 2034, envolve uma unidade estacionária de produção do tipo semi-submersível, denominada P-52, e um sistema submarino composto por linhas de produção, injeção (gás lift e água) e umbilicais, dutos de escoamento da produção (oleoduto e gasoduto) e outras estruturas submarinas (árvores de natal molhada – ANMs, terminais PLETs, *Manifolds*, etc).

A UEP P-52 será ancorada em lâmina d'água de 1.800 metros através de um sistema composto de 16 (dezesesseis) linhas de ancoragem do tipo *Taut Leg* dispostas radialmente sobre as colunas da plataforma. A unidade terá a capacidade de produzir 19 poços (18 previstos + 1 reserva), sendo que 8 serão remanejados da Fase 1 (FPSO Brasil), e injetar água em 13 poços (11 previstos e 2 reservas) dos quais, 3 serão remanejados da Fase 1.

Além dos 2 poços injetores reservas interligados diretamente à UEP, há mais um poço injetor reserva sendo alimentado e controlado pelas mesmas linhas de um outro poço (8-RO-37-RJS), em uma configuração denominada *piggyback*, totalizando 3 poços reservas de injeção.

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 através de dutos de exportação interligados à plataforma PRA-1 e ao FSO da PRA-1;

- ↪ 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 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;
- 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 da Fase 2 do Módulo 1A do Campo de Roncador. A partir desta figura, segue uma breve descrição dos sistemas de coleta/injeção e processamento da produção.

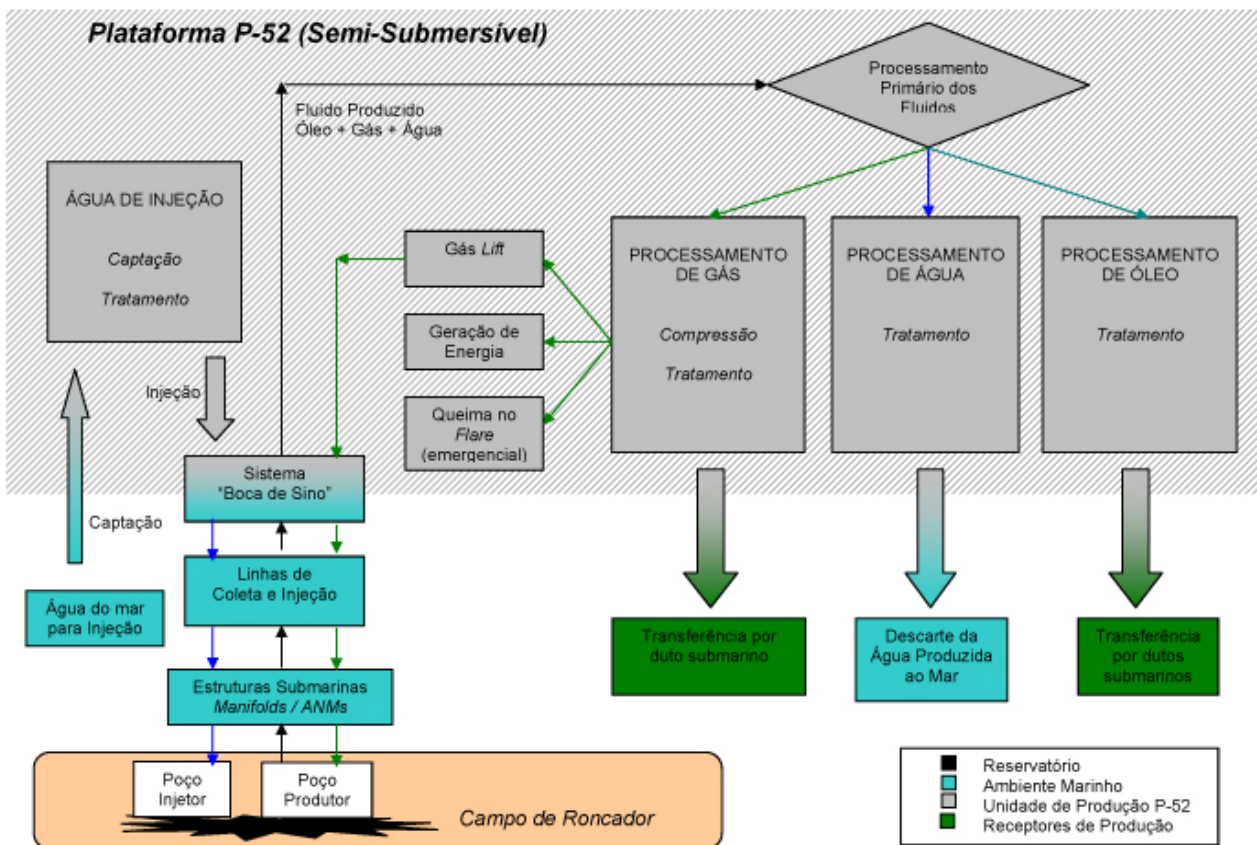


Figura 2.4-1. Fluxograma simplificado do sistema de produção da Fase 2 do Módulo 1A do Campo de Roncador

A.1. Sistema de Processamento da Produção

O processamento primário dos fluidos produzidos considerará as propriedades físico-químicas do fluido oriundo dos poços 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.

O fluxograma simplificado dos processos de produção de óleo, tratamento e compressão do gás e tratamento da água produzida é apresentado na Figura 2.4-6, ao final deste item.

- **Processamento do Óleo**

O processamento de óleo será realizado através de 2 trens (A/B), com capacidade de 15.873 m³/d de líquido (100.000 bpd) cada, constituídos de pré-aquecedor (de água produzida-óleo produzido), aquecedor de óleo primeiro estágio, separador de produção trifásico, tratador eletrostático e separador atmosférico, conforme pode ser visualizado no fluxograma P&I da Figura 2.4-2.

Conforme pode ser verificado na Figura 2.4-6, após saída do coletor (*header*), o óleo segue para o sistema de aquecimento de óleo, onde atinge a temperatura de separação de 70°C, de modo a permitir a separação de parte da água emulsionada e minimizar a formação de espuma na interface gás-óleo. O pré-aquecimento do *blend* produzido será feito por troca com água produzida.

Do aquecedor, o óleo segue para o separador de 1º estágio (separador de produção do tipo trifásico), que opera com uma pressão de 981 kPa abs. O gás liberado no processo deverá ser alinhado para o sistema principal de compressão.

O óleo proveniente do 1º estágio de separação será enviado ao tratador eletrostático, que opera a 981 kPa abs. O tratador deverá operar com uma eficiência tal que o BSW máximo na corrente de saída de óleo seja de 0,3% e a concentração de sal de 200 ptb (570 mg/l).

Do tratador eletrostático, o óleo segue para o separador atmosférico, o qual opera a 147 kPa abs. Deste separador, o óleo será enviado para os dutos de exportação através das bombas de transferência. O gás liberado no separador atmosférico é enviado para o sistema auxiliar de compressão (compressor *booster* recuperador de vapor) e deste para o sistema principal de compressão.

A planta de produção possui, ainda, um separador de teste precedido também por um aquecedor. 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 o Separador de Produção. O gás é encaminhado para o sistema principal de compressão.

Figura 2.4-2 Fluxograma P&I da Planta de Processamento de Óleo
I-DE-3010.64-1223-943-TKP-001

Figura 2.4-2 Fluxograma P&I da Planta de Processamento de Óleo
I-DE-3010.64-1223-943-TKP-001

A planta de processamento de óleo da UEP P-52 é equipada com um sistema desarenador cujo objetivo é remover as partículas sólidas (areia) presentes na fase líquida dos Separadores de Produção, evitando o acúmulo de material sólido no fundo desses vasos. A capacidade instalada do sistema de desarenação é de no máximo 4.800 m³/d.

Conforme pode ser observado na Figura 2.4-3, o sistema de desarenação é um sistema fechado paralelo ao Separador de Produção composto por uma bomba de circulação, um desarenador e um vaso de acúmulo de areia. O processo de remoção de areia consiste no bombeamento da camada de lama (água produzida + areia) do fundo dos Separadores de Produção para um desarenador, onde é realizada a separação líquido-sólido.

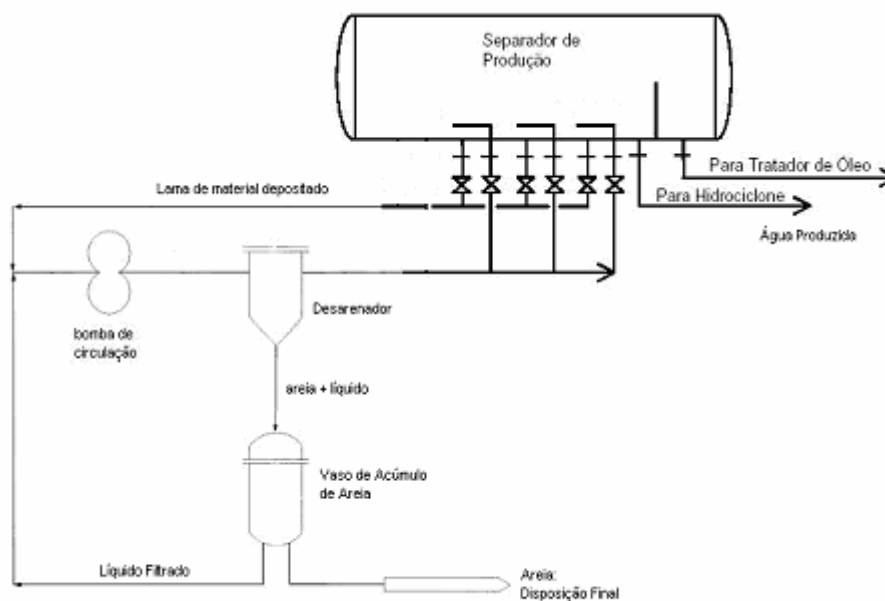


Figura 2.4-3. Esquema do Sistema de Desarenação da UEP P-52

Esta lama de material depositado é alimentada no desarenador, que é um vaso de pressão cilíndrico vertical contendo ciclones internos, responsáveis pela separação dos sólidos (areia). Os sólidos são separados da fase líquida pela ação da força centrífuga sendo recolhidos no fundo, com pequena quantidade de líquido.

A fase mais leve sai pelo topo do desarenador. Este líquido sobrenadante, no caso água produzida, retorna ao Separador de Produção através de distribuidor interno instalado no vaso de separação, também subdividido em seções, promovendo agitação do fundo do vaso, fluidizando a camada de sólido depositada e facilitando o bombeamento desta lama para o sistema de desarenação.

O material sólido (areia e um pouco de água) separado e coletado no fundo do desarenador segue para o Vaso de Acúmulo de Areia, o qual possui em seu interior filtros tipo bolsa. Neste vaso a areia é, então, retida pelos filtros e o líquido filtrado retorna ao

processo através da bomba de circulação. A remoção da areia retida no vaso é feita manualmente pelo topo do equipamento através de um turco e estando contaminada com óleo é classificada como borra oleosa sendo então encaminhada para Estação de Tratamento de Resíduos Oleosos da PETROBRAS em Cabiúnas.

- **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 2.4-6, o processamento do gás consiste na compressão e desidratação (remoção da umidade residual).

O gás é enviado para o módulo de compressão de primeiro estágio, composto por 3 moto-compressores centrífugos em paralelo de 3.100.000 Nm³/d cada, sendo uma máquina reserva, e deste módulo para o segundo, que compreende 3 conjuntos de moto-compressores de 3.100.000 Nm³/d, sendo um conjunto reserva, e cada conjunto composto por um motor elétrico que aciona os compressores de segundo e terceiro estágio. Após a compressão, o gás é encaminhado para unidade de desidratação de gás por trietilenoglicol, composta por duas torres desidratadoras de 3.750.000 Nm³/d cada.

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 tem sua umidade removida na unidade de desidratação de gás, através do processo de absorção por TEG (trietilenoglicol), de modo a especificar o ponto de orvalho do gás em -15 °C a 19.714 kPa abs.

O gás separado nos separadores atmosféricos (gás de baixa pressão) 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 como *gas-lift* 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 do sistema principal e *booster* de compressão de gás da UEP P-52.

Figura 2.4-4 Fluxograma P&I do sistema principal de compressão de gás
I-DE-3010.64-1231-943-TKP-001

Figura 2.4-4 Fluxograma P&I do sistema principal de compressão de gás
I-DE-3010.64-1231-943-TKP-001

Figura 2.4-5 Fluxograma P&I do sistema booster de compressão de gás
I-DE-3010.64-1225-943-TKP-001

Figura 2.4-5 Fluxograma P&I do sistema booster de compressão de gás
I-DE-3010.64-1225-943-TKP-001

- **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 2.4-6 (área em verde), o sistema de tratamento, capaz de prover água tratada numa vazão de até 48.000 m³/d, consistirá de sistema de captação por caixas de mar, pré-filtros, planta de remoção de sulfatos, duas Torres Desaeradoras 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 pré-filtrada para remover partículas maiores que 50 micra. Destes filtros, a água é direcionada para a planta de remoção de sulfatos onde a concentração de sulfato é reduzida para menos de 100 ppm 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 Planta de Dessulfatação a ser instalada terá capacidade de tratamento para prover 48.000 m³/d de água dessulfatada. Esta planta consistirá por unidades de nanofiltração, sistema de filtragem fina, bombas e pontos de injeção de produtos químicos.

Da planta de remoção de sulfatos, a água é direcionado para a Torre Desaeradora à vácuo onde a concentração de oxigênio é reduzida de 7,00 para 0,05 ppm . Nas correntes de entrada e saída da Torre Desaeradora são dosados biocida e agente antiincrustante.

Após a saída da Torre, a água desaerada é coletada num vaso de retenção sendo dosada com sequestrante de oxigênio e biocida. Este sequestrante reduz a concentração de oxigênio dissolvido para menos de 10 ppb, sendo então direcionada para as bombas de injeção.

A água filtrada e desaerada é então direcionada para o sistema de bombas de injeção (3 bombas centrífugas de multi-estágio) com pressão de descarga de 19.620 kPa.

Figura 2.4-6. Fluxograma simplificado dos processos de produção da UEP P-52

Figura 2.4-6. Fluxograma simplificado dos processos de produção da UEP P-52

B. Instalação do Sistema de Produção e Escoamento

B.1. Reconhecimento e Escolha de Locações

Além das pesquisas desenvolvidas na área do Campo de Roncador durante a realização dos Testes de Longa Duração (TLD) e do período de produção da P-36, somadas ao conhecimento então existente das características geológicas do reservatório e à tecnologia disponível para a continuidade do desenvolvimento do Campo de Roncador, a escolha das coordenadas para a locação da P-52 objetivou aproximar ao máximo a unidade dos poços a fim de reduzir os comprimentos dos dutos submarinos, além de facilitar a transferência dos poços que atualmente estão conectados ao FPSO Brasil. Com o objetivo de obter informações geotécnicas em águas ultraprofundas na Bacia de Campos, na região compreendida pelo Campo de Roncador, de forma a possibilitar a mitigação de riscos quanto à resistência do solo, a PETROBRAS contratou em 2002/2003 a FUGRO-McClelland, única empresa no mundo capacitada para fazer ensaio de piezocone (PCPT), em lâmina d'água de até 2.100 m. Este trabalho foi realizado com o navio *Bucentaur*.

No ano de 2002 foram realizados estudos de estabilidade dos flancos ou paredes laterais dos cânions de Grussaí e Itapemirim, os quais serviram como suporte para a o estudo de estabilidade do talude na região da FPSO BRASIL. Na época foram conduzidos dois estudos. No primeiro analisou-se a estabilidade estática dos flancos onde é considerado somente o efeito gravitacional ou peso do maciço. No segundo analisou-se a estabilidade pseudo-estática dos taludes onde é considerado o efeito de sismos. Nesse estudo determina-se a 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 novos dados obtidos com o levantamento geotécnico de 2002/2003 foi avaliada a estabilidade do talude na área da plataforma P-52. A análise de estabilidade foi efetuada calculando-se o fator de segurança do talude a partir de dados geotécnicos, estratigráficos e batimétricos do leito marinho. A seção geológica do talude com maior declividade foi a utilizada na análise por ser considerada a seção mais crítica propiciando uma análise robusta e bem conservadora da área em torno da P-52. Foi efetuada nesta seção a análise estática com a obtenção do fator de segurança estático que define a condição de estabilidade do talude, visando a segurança contra possíveis deslizamentos.

A seção geológica analisada possui características de depósito sedimentar normalmente adensado, com perfis geotécnicos muito semelhantes tanto no furo geotécnico localizado na parte alta acima da crista do talude como no furo localizado na parte baixa do sopé e da escarpa. O fator de segurança estimado obtido de 1,284 é considerado um valor admissível para taludes naturais aproximadamente homogêneos.

B.2. Lançamento, Amarração e Ancoragem das Linhas

B.2.1. Procedimento geral de Instalação

O sistema submarino de coleta e injeção do Módulo 1A Fase 2 do Campo de Roncador é composto por linhas flexíveis, que interligarão a UEP P-52 às ANMs ou *manifolds*. A conexão das linhas flexíveis será, como regra geral, com CVD (Conexão Vertical Direta), de primeira extremidade na ANM e segunda extremidade na UEP (Unidade Estacionária de Produção).

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 sua integridade. 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. 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*). Posteriormente, antes do teste hidrostático, será circulada água com corante Fluoresceína.

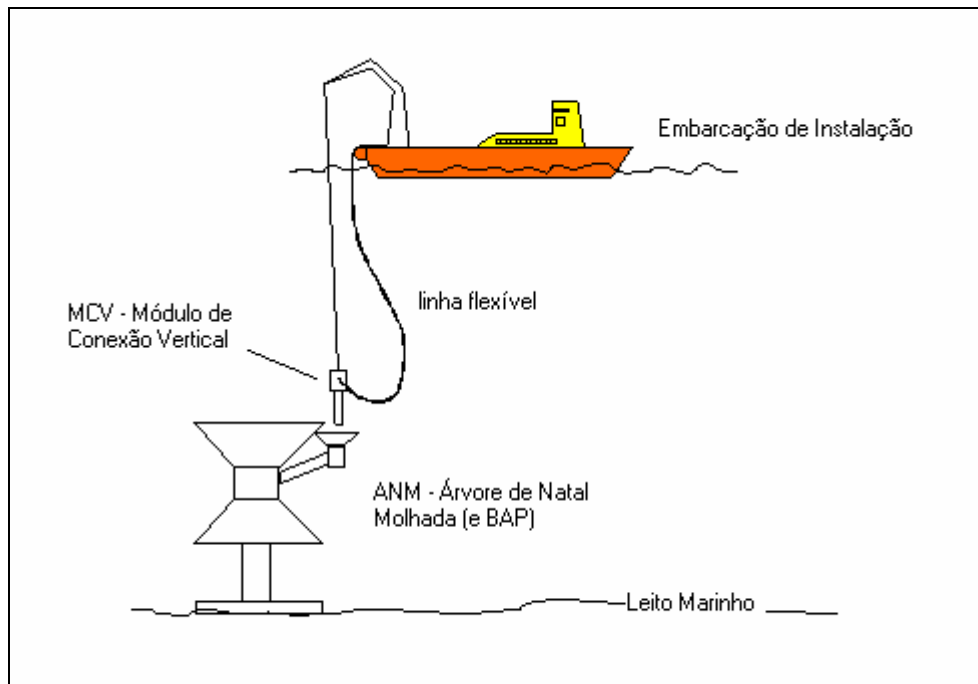


Figura 2.4-7. Ilustração do procedimento de instalação da linha juntamente com MCV.

Os risers estarão dispostos em configuração de catenária livre com ângulo de topo de 7° que serão suportados no *pontoon* da P-52 através de receptáculos, como mostra a Figura 2.4-8.

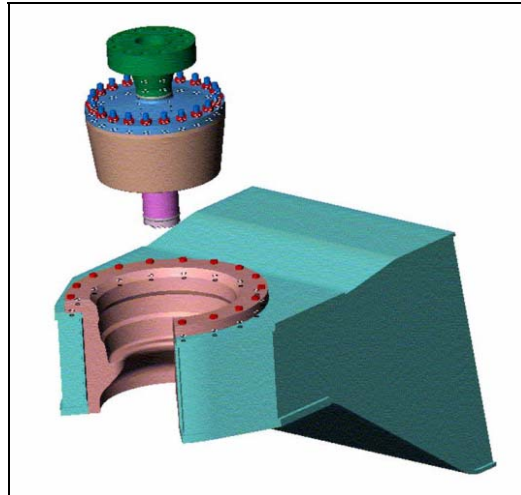


Figura 2.4-8. Ilustração 3D do receptáculo.

Após a interligação dos *risers* flexíveis à UEP P-52, realiza-se o teste hidrostático (descrito no item E.2.2). A Figura 2.4-9 apresenta uma ilustração da operação de instalação do riser flexível na UEP P-52.

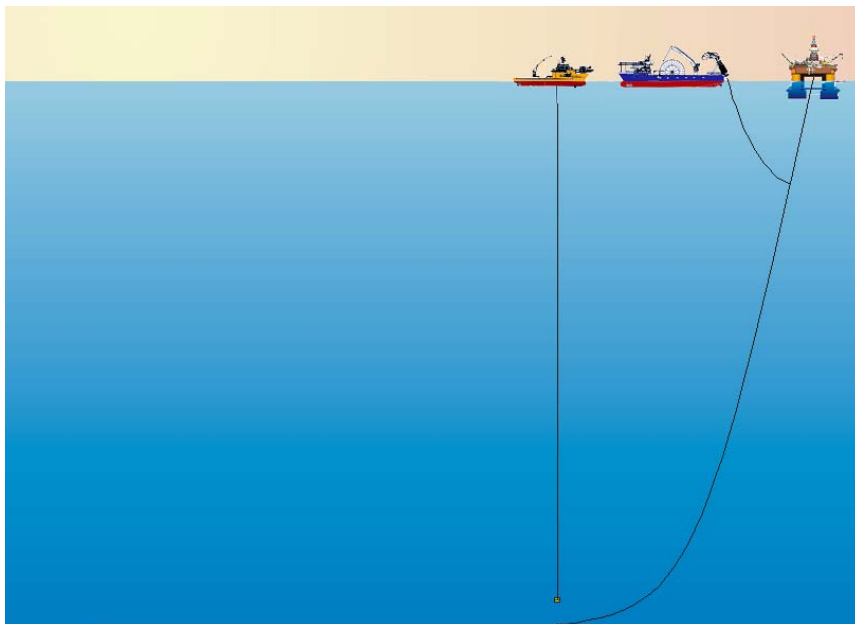


Figura 2.4-9. Ilustração do procedimento de instalação do *riser* flexível na UEP P-52

De forma a preservar a integridade das estruturas das linhas a serem lançadas, serão estabelecidas condições limites das operações de instalação, referentes a vento, mar e correnteza, que deverão ser verificadas antes do início da operação de lançamento.

B.2.2. Procedimento Geral de Amarração e Ancoragem das Linhas

Tendo em vista as cargas dinâmicas nos pontos em que os *risers* suspensos tocam o solo marinho, causadas pelos movimentos da P-52 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 realizada a ancoragem através de estacas do tipo torpedo, distribuídas e instaladas radialmente a uma distância de 1.600 metros da P-52.

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 a esta, quando então será solta. Com o próprio peso, a estaca é cravada no solo marinho, podendo atingir profundidades de até 15 m.

As etapas de amarração e ancoragem das linhas serão realizadas antes a etapa de instalação dos *risers* flexíveis da P-52. As linhas, lançadas com um colar de ancoragem, terão suas amarras conectadas às amarras de espera das estacas torpedo que já estarão cravadas em posição pré-determinada. (Figura 2.4-10). A operação é realizada com auxílio de ROV do barco de instalação das linhas.

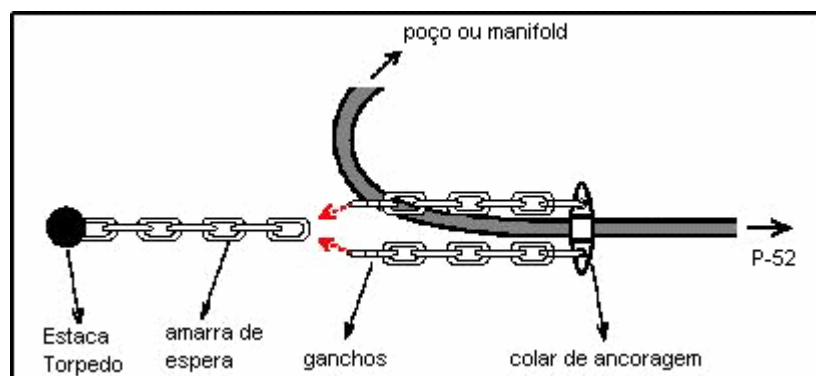


Figura 2.4-10. Esquema de amarração e ancoragem de *risers* da UEP P-52

Nenhum procedimento adicional de ancoragem será adotado em relação às regiões morfologicamente acidentadas, já que as mesmas apresentam um ângulo máximo do talude de 10°, não requerendo ancoragem especial.

B.3. Mitigação dos Riscos de Interação das Linhas

Para a instalação do sistema submarino da Fase 2 do Módulo 1A 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, *manifolds*, 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.

C. Unidade de Produção

O desenvolvimento da Fase 2 do Módulo 1A 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 da produção e de transferência de óleo e gás.

A UEP a ser utilizada será uma plataforma do tipo semi-submersível, denominada P-52. Esta UEP foi projetada exclusivamente para atender às atividades da Petrobras no Campo de Roncador, sendo inteiramente nova. A Figura 2.4-11 mostra, através de desenho 3D, a unidade de produção P-52.

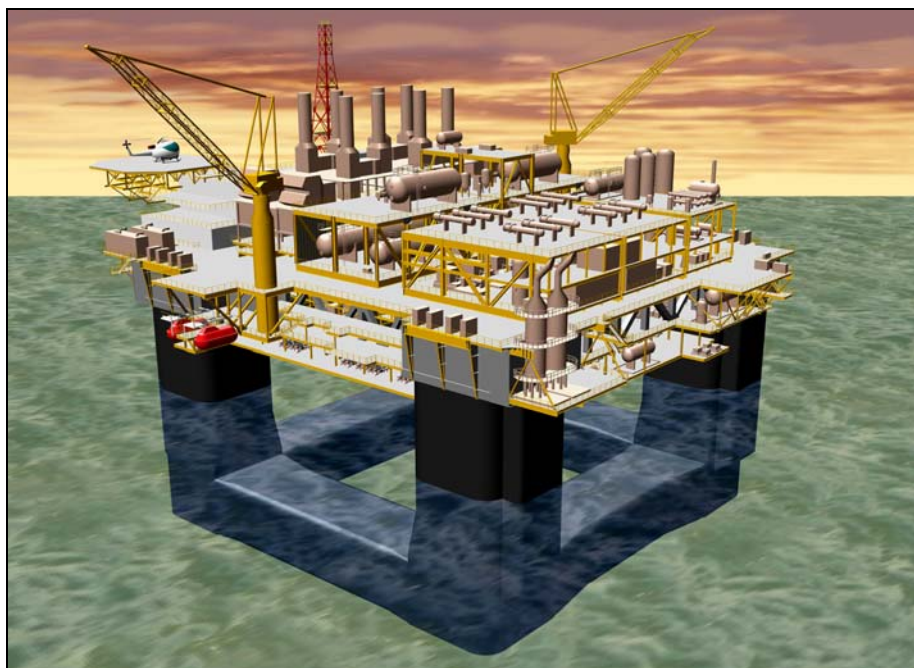


Figura 2.4-11. Figura ilustrativa – maquete eletrônica P-52

O Quadro 2.4-1 apresenta um resumo das principais características da plataforma semi-submersível P-52.

Quadro 2.4-1. Características da plataforma Semi-submersível P-52

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Nome	PETROBRAS 52 ou P-52
Tipo	Semi-Submersível
Lâmina d'água	1.800 metros
Comprimento (<i>lower hull</i>)	92 metros
Boca (<i>lower hull</i>)	85 metros
Flutuadores (<i>Pontoons</i>)	
Altura	12,0 metros
Largura	17,5 metros
Colunas	4 colunas (17,5 x 17,5) metros
Calado	
Operacional	27,5 metros
Sobrevivência	25,5 metros
Trânsito	16,5 metros
Comprimento da lança do Queimador (Flare)	120 metros
Ancoragem	Taut-Leg: poliéster, amarras e estacas tipo torpedo (16 pontos de ancoragem – raio curto: 2700 metros)
Capacidade de Produção	32 Poços – 19 Produtores (18 previstos + 1 reserva) e 13 Injetores (11 previstos + 2 reservas*) Processamento de Óleo – 28.614,6 m ³ /d (180 mil bpd) Injeção de Água – 48.000 m ³ /d Tratamento de Gás – 7,5 milhões m ³ /d
Turbo-Geradores	Principal – 4 x 25 MW (gás natural e diesel) Auxiliar – 2 x 1,6 MW (diesel) Emergência – 1 x 1,6 MW (diesel)
Capacidade total dos tanques diesel nos tanques dos pontoons	3138,5 m ³
água potável nos tanques dos pontoons	3138,5 m ³
lastro nos tanques dos pontoons e colunas	42475,8 m ³
Guindastes	2 do tipo Diesel-hidráulico; capacidade 25 toneladas com lança de 51 metros
Heliponto	Adequado para helicópteros do porte do Sikorsky S61N
Alojamento	Acomodações para um total de 200 pessoas
Período de Vida Útil (sem docagem)	25 anos
Salvatagem	1 bote resgate (6 pessoas); 8 balsas infláveis (25 pessoas); 6 baleeiras (50 pessoas)

* Além dos 2 poços injetores reservas interligados diretamente à UEP, há mais um poço injetor reserva sendo alimentado e controlado pelas mesmas linhas de um outro poço (8-RO-37-RJS), em uma configuração denominada *piggyback*, totalizando 3 poços injetores reservas.

A estrutura dos conveses de produção P-52, amplamente utilizada pela indústria de petróleo, é em formato de caixa (*deck box* - bloco da estrutura principal) onde os diversos *decks*, posicionados em cinco níveis diferentes de elevação, estarão apoiados sobre quatro colunas e quatro flutuadores (*pontoons*) fechados em anel.

Conforme ilustrado na Figura 2.4-12, a estrutura da unidade de produção pode ser dividida da seguinte forma:

- *Lower hull* - Casco Inferior
- *Spider deck* - Convés de Produção
- *Cellar deck* - Convés Inferior
- *Tween deck* - Convés Intermediário
- *Main deck* - Convés Principal
- Mezanino e *Helideck* - Mezanino e Heliponto

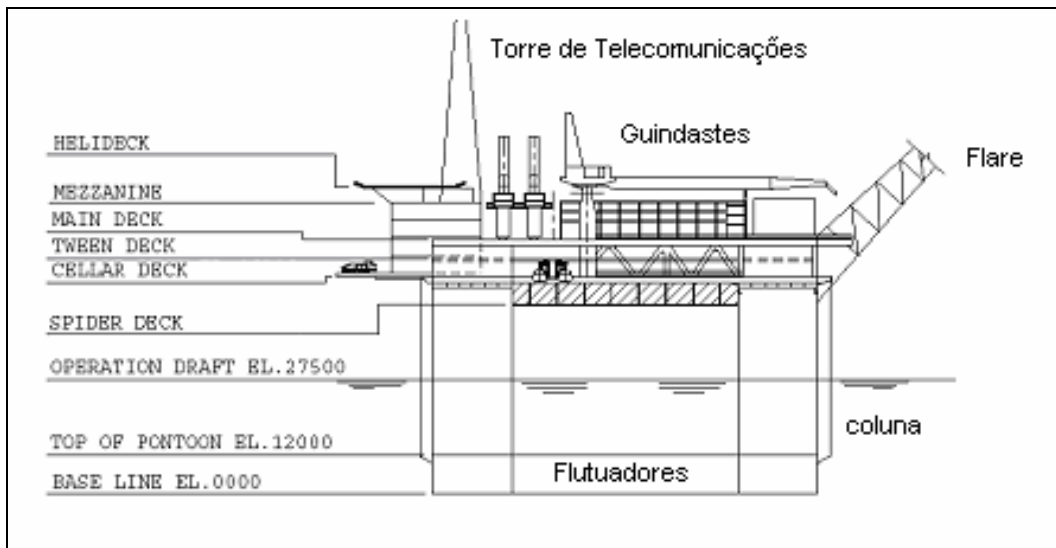


Figura 2.4-12. Ilustração esquemática dos *decks* da P-52

Nos itens seguintes, serão descritos os *decks* que compõem a estrutura da P-52, abordando-se os seus principais módulos, sistemas e equipamentos.

C.1. Casco Inferior (*Lower Hull*)

Este nível é constituído pelas quatro colunas, quatro nós (nodes) e quatro flutuadores (*pontoons*) em configuração fechada. A seção transversal dos flutuadores é 17,5 x 12,0 metros, das colunas é 17,5 x 17,5 metros e do *blister* é 11,25 x 4,0 metros.

Encontram-se ainda os tubos de despejo das drenagens e as tubulações de chegada e suporte dos *risers* (*riser guides*).

O comprimento moldado do casco inferior (incluindo os *blisters*) é 92 metros e a largura moldada é de 85 metros. A altura das colunas é 43,3 metros acima da linha de base (nível do topo da Coluna).

Os compartimentos dos flutuadores consistem de tanques de lastro, diesel, água doce e túneis de acesso entre cada sala de bombas. Em cada nó existe uma praça de bombas (controle de lastro), paiol de amarras, tanques de lastro e portas de visita.

Os compartimentos das colunas consistem de paiol de amarras, tanques de lastro, portas de visita, espaços vazios, sala de esgoto e sala de controle de lastro local. O *blister* de cada coluna consiste apenas de espaço vazio.

Nos flutuadores estão instalados os suportes de chegada dos *risers* da proa, bombordo e boreste.

C.2. Convés de Produção (*Spider Deck*)

Situado na elevação de 38,5 metros, abaixo do bloco da estrutura principal (*Deck Box*), este convés consiste de uma área aberta e bem ventilada onde estão localizados os seguintes equipamentos:

- Sistema de *pull-in* e *pull-out*;
- Coletores (*manifolds*) de produção, gás-*lift* e teste;
- Lançadores e recebedores de *pig*;
- *Skid* de medição fiscal;
- Bombas de exportação de óleo;
- Válvulas de bloqueio de emergência (SDV);
- Vasos *Slops*.

As válvulas de emergência SDV serão instaladas em todas as linhas de produção, gás-*lift*, exportação de óleo e gás.

Estão também localizados neste convés os suportes dos umbilicais eletro-hidráulicos de controle dos poços e as linhas rígidas provenientes dos flutuadores.

Com relação ao sistema de bombeamento de óleo para exportação, 12 bombas centrífugas (sendo seis *booster*) com capacidade unitária de 325 m³/h transferirão o óleo tratado nos separadores atmosféricos para o sistema de medição fiscal e daí para o oleoduto de exportação.

O sistema de medição fiscal de óleo e gás atenderá as exigências da Agência Nacional de Petróleo (ANP/INMETRO nº1, junho de 2000), sendo capaz de realizar medições de hidrocarbonetos líquidos e mistura água-em-óleo e amostragens automáticas de óleo.

C.3. Conveses Inferior e Intermediário (*Cellar e Tween Deck*)

Situados, respectivamente, na elevação 46,0 e 49,6 metros, o *Cellar deck* e *Tween deck* consistem de áreas fechadas, pertencente ao bloco da estrutura principal.

No *Cellar deck* estão instalados os seguintes equipamentos:

- Sala de baterias e transformadores
- Geradores Auxiliares e de Emergência
- Bombas de água
- Compressores de ar
- Filtros de ar
- Vasos de gás de alta e baixa pressão para o queimador (flare)
- Pedestal dos 2 guindastes
- Tanques de armazenamento de diesel
- Módulo de acomodações (primeiro nível – cabines para 2 e 4 pessoas)

Na P-52, o bloco de acomodações para 200 tripulantes consiste de uma estrutura externa de alumínio e localizada na proa da UEP, com sete níveis, sendo que o primeiro nível se encontra no *Cellar Deck*, o segundo nível, no *Tween Deck*, o terceiro e o quarto, no *Main Deck* e os demais no *Mezzanine Deck*, o que inclui a torre de comunicações e o *Helideck*, a uma altura de 69,6 metros.

No *Tween Deck*, localizam-se os equipamentos do sistema de ventilação e ar condicionado (VAC) e a continuação das salas dos geradores auxiliares e de emergência.

C.4. Convés Principal (*Main Deck*)

O *Main deck*, localizado na elevação de 54 metros, trata-se do Convés Principal no qual estão contidos: a planta de processo com a maioria dos equipamentos para o processamento do óleo e gás (na popa e no centro deste convés) e o *Manifold do Flare*, além de dois níveis de Acomodações.

C.4.1. Sistema de Processamento de Óleo

Na região central do convés principal, estão localizados dois Tratadores de Óleo (A/B) e dois Separadores Atmosféricos (A/B) sendo que acima destes, no mezanino, encontram-se ainda os Separadores de Produção, Separador de Teste e Trocadores de Calor, além da unidade de desidratação de gás (TEG).

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	10,7x10 ⁶ W
Aquecedor de Produção (A/B)	Casco e tubo	28,5x10 ⁶ W
Separador de Produção (A/B)	Horizontal	16.000 m ³ /dia *
Tratador de Óleo (A/B)	Desidratador Eletrostático	16.000 m ³ /dia *
Separador Atmosférico (A/B)	Horizontal	16.000 m ³ /dia *
Separador de Teste	Horizontal	4.000 m ³ /dia *
Aquecedor de Teste	Casco e tubo	10,6 x10 ⁶ W

* Valores especificados nas condições padrões

C.4.2. Sistema de Compressão de Gás

O sistema de compressão de gás, localizado na popa do Convés Principal a bombordo, consiste de três unidades de compressão com capacidade nominal de 3,1 milhões de Nm³/dia, com compressores de baixa pressão para o 1º estágio operando com os de alta pressão para 2º e 3º estágios.

O processamento do gás de alta pressão consiste no direcionamento para três trens de compressão e em seguida dois trens de desidratação. O sistema de compressão terá uma pressão mínima operacional de sucção de 912 kPa abs e pressão de descarga no último estágio de 19.711 kPa abs. A capacidade de compressão é de 9.300.000 Nm³/d, sendo que a previsão é de usar apenas dois trens de compressão (6.200.000 Nm³/d) ficando o terceiro trem como reserva. A capacidade de movimentação do gás, no entanto, é de 7.500.000 Nm³/d, limite este imposto pela capacidade da unidade de desidratação de gás. Isso significa que a P-52 poderá operar com os 03 trens de compressão, mas limitados a 7.500.000 Nm³/d em razão da capacidade da planta de desidratação.

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

O sistema de compressão *booster*, que tratará os gases de baixa pressão, está projetado para comprimir 300.000 Nm³/dia (a 20°C e 101,3 kPa) de 147 kPa abs até 981 kPa abs.

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)	centrífugo	3.100.000 m ³ /d
Resfriador – 1° estágio (3)	Casco e tubo	3,09x10 ⁶ W
Resfriador – saída do 1° estágio (3)	Casco e tubo	10,65x10 ⁶ W
Resfriador – 2° estágio (3)	Casco e tubo	6,07x10 ⁶ W
Resfriador – descarga (3)	Casco e tubo	7,82x10 ⁶ W
Vaso Depurador (2)	vertical	3.750.000 m ³ /d
Vaso – entrada do 1° estágio (3)	vertical	3.100.000 m ³ /d
Vaso – descarga do 1° estágio (3)	vertical	3.100.000 m ³ /d
Vaso – descarga do 2° estágio (3)	vertical	3.100.000 m ³ /d
Torre de Absorção – TEG (2)	vertical	3.750.000 m ³ /d
Sistema Auxiliar – Booster		
Compressores (2)	parafuso	150.000 m ³ /d (cada)
Resfriador – Sucção de gás de baixa pressão	Casco e tubo	300.000 m ³ /d
Vaso – Sucção de gás de baixa pressão	vertical	300.000 m ³ /d
Vaso de Gás Comprimido (2)	vertical	150.000 m ³ /d (cada)
Filtro – saída do compressor (2)	coalescente	150.000 m ³ /d (cada)

C.4.3. Sistema de Geração de Energia

A geração de energia é realizada através de turbo-geradores localizados na região central da proa do convés principal que apresenta um *pipe-rack* ligando bombordo a boreste.

A P-52 conta com 4 turbogeradores de 25 MW cada movidos tanto à gás natural quanto à diesel. Além dos turbogeradores, fazem parte deste sistema três geradores de 1,6 MW movidos a diesel (dois auxiliares e um de emergência), localizados no *Cellar Deck*. O Quadro 2.4-4 apresenta as principais características dos geradores da P-52.

Quadro 2.4-4. Características dos geradores da P-52.

EQUIPAMENTO	POTÊNCIA	CONSUMO MÁXIMO DE COMBUSTÍVEL
4 Turbo-geradores (1 em <i>stand by</i>)	25 MW	Gás – 135.000 m ³ /d cada Diesel – 200 m ³ /d cada
2 Motogeradores Auxiliares (em <i>stand by</i>)	1,6 MW	Diesel – 13m ³ /d cada
1 Motogerador de Emergência (em <i>stand by</i>)	1,6 MW	Diesel – 13m ³ /d cada

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.

Os turbogeradores serão alimentados pelo sistema de gás combustível o qual está projetado para prover 23.760 Nm³/h de gás combustível de alta pressão e 1.032 Nm³/h de gás de baixa pressão. Em operação normal, o gás combustível será provido diretamente pelas unidades de desidratação sendo necessária a passagem por um aquecedor elétrico em procedimentos de *start-up*.

Além de gerar energia, o calor dos gases de exaustão dos turbogeradores será utilizado para aquecimento da água de processo.

Os principais consumidores de gás combustível de alta pressão serão basicamente os turbogeradores. O gás de baixa pressão será fornecido para unidades de flotação, flare e outros.

Na região central de Convés Principal estão os dois Tratadores de Óleo e dois Separadores Atmosféricos. Um *Pipe-rack*, ligando BB a BE, separa a região central da Proa, onde estão instalados quatro Turbo-geradores, acionados por turbinas a gás e dois níveis de Acomodações;

C.4.4. Sistema de Flare

No convés principal está, localizado na popa 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 120 metros sendo que os queimadores estão à cerca de 105 metros acima deste convés – o suficiente para garantir que o nível de radiação em pontos específicos da P-52 seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional – vazão de gás, alta ou baixa pressão) para as pessoas e equipamentos.

A P-52 é equipada com dois sistemas independentes, um operando à alta pressão e outro à baixa pressão, para coletar e queimar adequadamente e com segurança o gás residual liberado das válvulas de segurança, válvulas de controle de pressão, válvulas *blowdown* (despressurização rápida), tubulações e equipamentos da planta de processo. Cada sistema está projetado para queima sob condição contínua ou emergencial.

O *Flare* é projetado de modo a ser capaz de queimar cerca de 5.8 milhões Nm^3/d em condição contínua e 7.5 milhões Nm^3/d em condição de emergência, em caso de interrupção no processo de escoamento pelos gasodutos ou indisponibilidade do sistema de compressão de gás.

Em operação normal, ele funciona com uma vazão de gás o suficiente para manter as chamas piloto acesas, gás de purga e gás de assistência, com uma vazão aproximada de 1.200 Nm^3/d . No caso de parada da planta de processo, o gás existente nas linhas será despressurizado em cerca de 15 minutos para ser queimado na tocha do *flare*, consistindo este procedimento uma segurança do processo.

D. Sistema de Escoamento e Transferência da Produção

O sistema submarino de escoamento e transferência da produção da UEP P-52 será realizado por linhas flexíveis submarinas, existindo ainda a possibilidade do emprego de dutos rígidos de aço. Os diferentes tipos de linhas são ilustrados na figura 2.4-13. Especificamente para o sistema de exportação de óleo será utilizada linha rígida de aço e *riser* do tipo RHAS (*Riser Híbrido Auto-sustentável*) a ser apresentado no decorrer deste item.



(a)



(b)

Figura 2.4-13. Exemplos de linhas utilizadas no escoamento e transferência da produção: (a) linha rígida; (b) linha flexível.

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 acionar válvulas de fechamento de emergência (do tipo SDV) instaladas nas linhas junto à UEP P-52, em casos de queda ou aumento de pressão a níveis anormais. Desta forma, em caso de vazamentos, o fluxo é imediatamente interrompido.

Figura 2.4-14 Inserir Arranjo Submarino P-52

Figura 2.4-14 Inserir Arranjo Submarino P-52

Figura 2.4-14 Inserir Arranjo Submarino P-52

Figura 2.4-15 Diagrama Unifilar P-52

Figura 2.4-15 Diagrama Unifilar P-52

D.1. Sistema de Coleta e Injeção

Os poços produtores e injetores da Fase 2 do Módulo 1A do Campo de Roncador estarão interligados à unidade de produção P-52 por um sistema de coleta e injeção composto por linhas flexíveis, com a possibilidade do uso alternativo de linhas rígidas de aço, e equipamentos submarinos (árvores de natal molhadas – ANMs, *Manifolds* e Terminais de linhas – PLET). Esta interligação poderá ser de forma individual ou via *manifold* (no caso de injeção de gás *lift*).

Dos 18 (dezoito) poços produtores previstos, apenas 4 (quatro) serão interligados diretamente à plataforma P-52 através de um conjunto (*bundle*) de três linhas, sendo uma de produção, uma de *gás lift* (acesso à região anular da coluna de produção) e o umbilical para controle eletro-hidráulico. Três manifolds (MSGL-RO-1, MSGL-RO-2 e MSGL-RO-3) serão responsáveis pela injeção de gás-*lift* e controle eletro-hidráulico dos 14 (quatorze) poços produtores restantes.

Dos 11 (onze) poços previstos de injeção de água, 7 (sete) serão ligados diretamente à plataforma P-52, através de um *bundle* composto de duas linhas flexíveis, sendo uma de injeção e outra do umbilical de controle. Os 4 (quatro) poços restantes estarão interligados a P-52 somente pela linha de injeção, sendo controlados pelo *manifold* submarino MSGL-RO-3.

D.1.1. Árvores de Natal Molhadas - ANM

Instalada em cada cabeça de poço, a ANM é um equipamento para uso submerso, constituído basicamente por um conjunto de válvulas gaveta, um conjunto de linhas de fluxo e um sistema de controle a ser interligado ao painel de controle localizado na unidade de produção P-52.

O projeto de desenvolvimento da Fase 2 do Módulo 1A do Campo de Roncador contará com a instalação de 29 ANMs do tipo GLL, isto é, operadas sem mergulhador e sem cabos-guia (18 em poços de produção e 11 em poços de injeção).

Devido a presença de CO₂ no gás de alguns poços produtores, será necessária utilização de ANMs com revestimento interno para proteção contra corrosão.

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. *Manifolds*

Conforme já mencionado, o sistema submarino interligado à P-52 será provido de três *manifolds* de injeção de gás-*lift*, de modo a otimizar o número de *risers* e reduzir a carga sobre a UEP P-52.

Os manifolds de gás-*lift* (MSGL-RO-1, MSGL-RO-2 e MSGL-RO-3) irão distribuir gás e controle eletro-hidráulico para 14 (quatorze) poços produtores e 4 (quatro) poços injetores, além de direcionar *pigs* lançados a partir da P-52. Estes *manifolds* serão

alimentados e interligados entre si por um anel de gás *lift*, constituído por uma linha flexível com suas extremidades conectadas à P-52, de modo a aumentar a flexibilidade do sistema e otimizar recursos. Para a distribuição do gás aos *manifolds*, serão instaladas conexões-T em três pontos ao longo do anel de gás *lift*, dotadas de módulos de válvulas e módulo de conexão vertical, ambos pigáveis, possibilitando a interligação dos *manifolds* ao anel através de *jumpers* flexíveis. O *manifold* MSGL-RO-1 já se encontra instalado e em operação pela Fase 1 deste módulo (FPSO Brasil) e futuramente será remanejado para a Fase 2.

O Quadro 2.4-5 apresenta as principais características dos *manifolds* submarinos.

Quadro 2.4-5. Características dos *manifolds* submarinos

MANIFOLD	Diâmetro Nominal da Linha de Gás Lift (pol)		Comprimento da Linha de Gás Lift (m)		Diâmetro Nominal da Linha de Serviço (pol)		Comprimento da linha de Serviço (m)		Umbilical eletro-hidráulico / Injeção Química	Comprimento UEH e IQ (m)
	Riser	Flow	Riser	Flow	Riser	Flow	Riser	Flow	Composição	Riser + Flow
MSGL-RO-1	-	6	-	1073	6	6	2500	7785	4H+6HCR+1CE	9973
									IQ	11943
MSGL-RO-2	-	6	-	527	-	6	-	3343	4H+6HCR+1CE	6821
									IQ	9744
MSGL-RO-3	-	6	-	1765	6	6	2500	9651	4H+6HCR+1CE	12593
									IQ	12327
Anel de Gás Lift	7	7	5000	17732	-	-	-	-	-	-

Obs.: Composição do umbilical eletro-hidráulico :

H=Mangueiras; HCR=Mangueiras Anti-achatamento; CE= Cabo Elétrico; IQ= Injeção Química

D.1.3. Linhas de Coleta e Injeção e Umbilicais de Controle

Conforme já descrito, o sistema submarino de coleta e injeção consiste de linhas flexíveis que conectarão a P-52 aos poços produtores e injetores de forma individual ou via *manifold*. As linhas flexíveis serão fabricadas com diâmetros nominais que variam de 4” a 8”.

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

Quadro 2.4-6. Características gerais das linhas de coleta

Poço Produtor	Diâmetro Nominal da Linha de Produção (pol)			Comprimento da Linha de Produção (m)			Diâmetro Nominal da Linha de Anular (pol)			Comprimento da linha de Anular (m)			Umbilical eletro-hidráulico	Comprimento do UEH (m)
	Riser	Flow	Jumper	Riser	Flow	Jumper	Riser	Flow	Jumper	Riser	Flow	Jumper		
7-RO-8	7	10,75 / 7	6	2500	4085 / 2423	425	-	4	-	-	2190	-	9H+3HCR+1EC	1577
7-RO-9D	6	6	6	2500	1384	2693	-	4	-	-	1244	-	9H+3HCR+1EC	1284
7-RO-12D	7	7	6	2500	2631	549	-	4	-	-	3075	-	9H+3HCR+1EC	3080
7-RO-14	7	7	6	2500	3887	456	-	4	-	-	1820	-	9H+3HCR+1EC	1820
7-RO-16D	6	6	6	2500	1364	2428	-	4	-	-	1037	-	9H+3HCR+1EC	1083
9-RO-17D	7	7	6	2500	1270	698	-	4	-	-	3065	-	9H+3HCR+1EC	2958
P-1-10	7	7	6	2500	5388	300	4	4	4	2500	5582	300	9H+3HCR+1EC	8266
7-RO-19HA	7	7	6	2500	3686	441	4	4	4	2500	3234	694	9H+3HCR+1EC	6580
7-RO-21HA	7	7	6	2500	5316	1110	-	4	-	-	750	-	9H+3HCR+1EC	750
7-RO-24D	7	7	6	2500	3504	693	-	4	-	-	2100	-	9H+3HCR+1EC	2100
7-RO-25D	7	7	6	2500	1361	4070	-	4	-	-	1707	-	9H+3HCR+1EC	1757
1-RJS-436A	7	7	6	2500	1536	2783	-	4	-	-	2590	-	9H+3HCR+1EC	2590
7-RO-26H	7	7	6	2500	1507	2663	-	4	-	-	1137	-	9H+3HCR+1EC	1180
7-RO-40	6	6	6	2500	1342	300	6	6	6	2500	1264	300	9H+3HCR+1EC	4094
8-RO-32	7	7	6	2500	1373	3260	-	4	-	-	1678	-	9H+3HCR+1EC	1785
7-RO-41D	7	7	6	2500	1403	2473	-	4	-	-	772	-	9H+3HCR+1EC	765
P-1-21	7	10,75 / 6,625	10,75	2500	3537 / 1605	38	-	4	-	-	2935	-	9H+3HCR+1EC	2809
7-RO-34D	6	6	6	2500	2741	827	6	6	6	2500	2278	720	9H+3HCR+1EC	5848

Nos poços P-1-21 e 7-RO-8-RJS está sendo considerada a utilização de duto rígido com isolamento do tipo *pipe in pipe*. A tecnologia *pipe in pipe* consiste em encapsular o tubo condutor de petróleo, revestido com isolamento térmico de alta eficiência (composto de espuma de polipropileno), dentro de um outro tubo de maior diâmetro, sendo o espaçamento entre os dois dutos preenchido com ar.

No caso do poço P-1-21, adicionalmente ao isolamento *pipe in pipe*, o tubo condutor de petróleo sofrerá aquecimento elétrico. Para tal, será conectado à ANM deste poço um cabo eletro-ótico de 7934 metros. A instalação do duto *pipe in pipe* será pelos métodos convencionais de lançamento de linhas rígidas, tais como: métodos *Reel-Lay*, *J-lay*, *S-lay* ou por reboque.

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	Jumper	Riser	Flow	Jumper	Composição	Riser + Flow
8-RO-39D	7	7	6	2500	1288	572	5H+1EC	4537
8-RO-29HP	7	7	6	2500	3336	3316	5H+1EC	4033
8-RO-35D	7	7	6	2500	1405	3275	5H+1EC	7193
8-RO-22D	7	7	6	2500	1331	443	5H+1EC	4395 / 896
8-RO-27HP	7	7	6	2500	3465	6350	5H+1EC	3583
8-RO-36	7	7	6	2500	3457	5037	5H+1EC	2910
8-RO-37	7	7	6	2500	1359	3729	5H+1EC	7711
3-RO-5	7	7	6	2500	1567	989	5H+1EC	5292 / 723
3-RO-1	7	7	6	2500	979	491	5H+1EC	4689 / 1698
7-RO-44HP	7	7	6	2500	4362	3424	5H+1EC	2304
I-1-3N	7	7	6	2500	1455	448	5H+1EC	4205

Obs.: Composição do umbilical eletro-hidráulico :

H=Mangueiras; HCR=Mangueiras Anti-achatamento; EC= Cabo Elétrico; IQ= Injeção Química

Todos os *risers* flexíveis serão interligados à plataforma P-52 em configuração catenária livre com ângulo de topo do riser com a vertical em 7°. Como alternativa aos *risers* flexíveis a plataforma P-52 estará preparada para receber também *risers* rígidos em catenária, sendo que, neste caso, o ângulo de topo do riser com a vertical será de 17° ou 20° dependendo da localização do *riser* na plataforma.

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)

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 9H+3HCR+1EC, ou 12H+EC, consistindo de 12 mangueiras, sendo 9 mangueiras de 3/8" 5000 psi, para controle hidráulico das válvulas das ANMs e 3 de 1/2" 5000 psi para injeção de etanol e produtos químicos + 1 cabo elétrico para transmissão de sinais de medidas de temperatura e pressão e monitoramento das operações de *pigging* (da linha anular para a linha de produção). As mangueiras de 1/2" serão revestidas com carcaça metálica para proteção contra colapso (HCR – *High Collapse Resistance*).

Para os poços de injeção satélites à plataforma P-52, os umbilicais eletro-hidráulicos serão do tipo 5H+1EC (5 mangueiras de 3/8" 5000 psi para controle hidráulico e 1 cabo elétrico).

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-I deste Relatório.

A Figura 2.4-16, a seguir, apresenta a ilustração de um umbilical flexível composto por várias camadas de material metálico e materiais poliméricos intercalados.



Figura 2.4-16. Foto representativa de um umbilical flexível.

Fonte: Petrobras

D.2. Sistema de Transferência da Produção

O sistema de escoamento da produção de óleo e gás da UEP P-52 será realizado através de dutos submarinos. Conforme descrito no início deste item, 2.4 D, e em maiores detalhes no item 2.4 K, 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.

D.2.1. Escoamento de Óleo

O sistema de transferência de óleo é caracterizado por uma linha rígida com diâmetro nominal de 18" e comprimento total previsto de aproximadamente 59 km, interligando a P-

52 à Plataforma de Rebombeio Autônoma, PRA-1, onde será feita a transferência por navios aliviadores até terminais marítimos já existentes.

Será utilizado um *riser* tipo RHAS – *Riser* Híbrido Auto Sustentável de 1625 metros e um *jumper* de 425 metros para interligação da UEP P-52 ao oleoduto. A extremidade superior estará a 175 m de profundidade e a 360 m de afastamento da P-52. No lado da plataforma PRA-1, a interligação do oleoduto na mesma será realizada através de seções flangeadas de dutos até o riser da jaqueta da PRA-1. Além desta interligação, será instalada uma derivação na extremidade do oleoduto próxima à PRA-1, que permitirá a interligação alternativa direta entre este duto e o navio aliviador (FSO da PRA-1), possibilitando o escoamento da produção da P-52 enquanto a plataforma PRA-1 não entrar em operação.

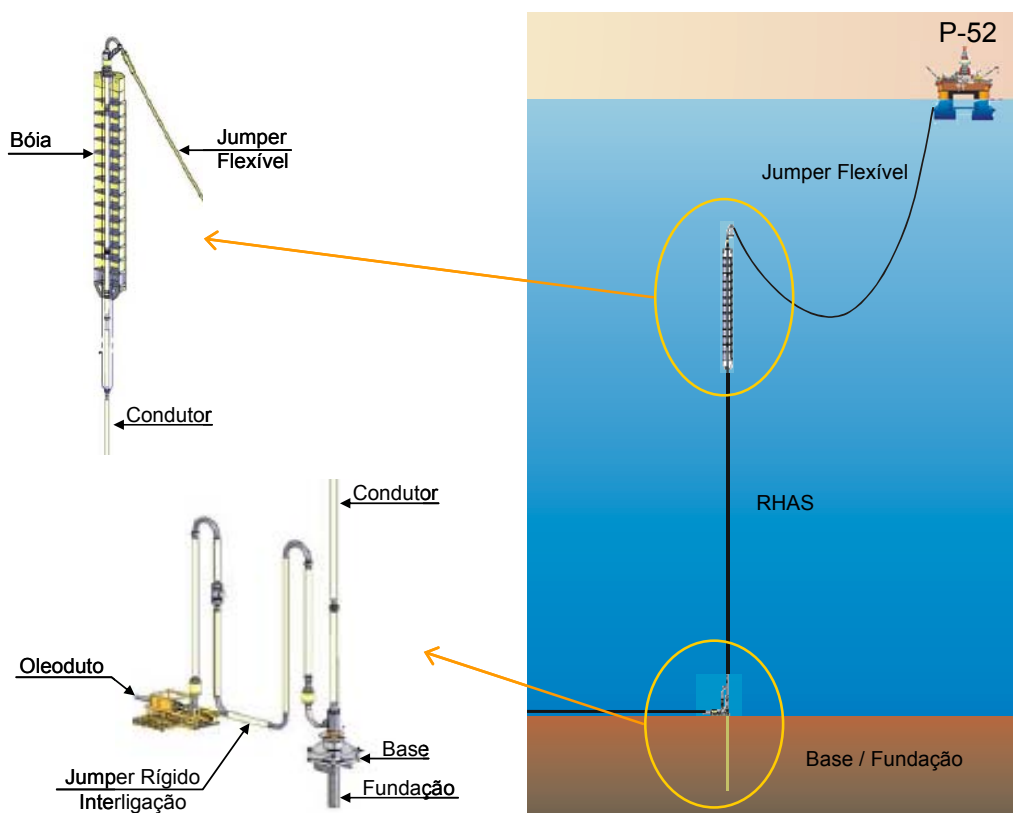


Figura 2.4-17. Ilustração *riser* de exportação de óleo tipo RHAS.

Ao longo do traçado do oleoduto de exportação existirão 3 pontos de conexão, sendo o primeiro para permitir a conexão do oleoduto com a P-52 utilizando um riser rígido de 10" de diâmetro nominal, em catenária, como alternativa de contingência ao RHAS. O segundo ponto de conexão permitirá futuramente a interligação do oleoduto de 10" de diâmetro nominal proveniente da UEP do módulo 4. O terceiro ponto de conexão possibilitará a interligação futura do oleoduto da P-52 com o oleoduto de 18" de diâmetro nominal do módulo 3.

Estas conexões serão efetuadas por PLEMs e propõe-se que estes equipamentos sejam instalados de forma convencional, separado do duto, e posteriormente ao lançamento dos dutos com seus PLETs, se faça as interligações com *jumpers* rígidos de conexão vertical.

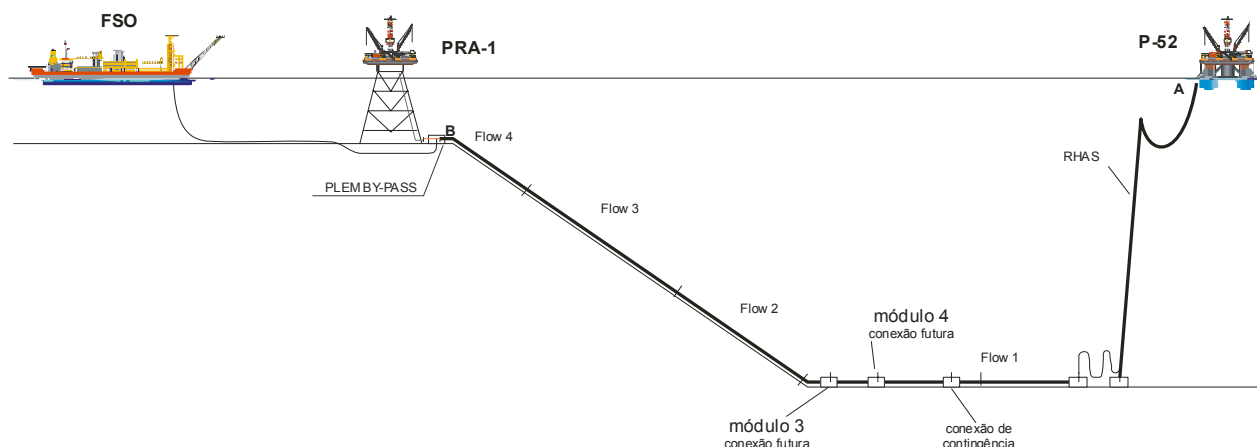


Figura 2.4-18. Oleoduto de exportação com seus respectivos pontos de conexão.

O Quadro 2.4-8 apresenta, a seguir, as principais características do sistema de escoamento de óleo da P-52.

Quadro 2.4-8. Características do sistema de exportação de óleo da UEP P-52.

TRECHO	POSIÇÃO INICIAL	POSIÇÃO FINAL	COMPRIMENTO metros	DIÂMETRO
	UTM	UTM		
Duto Rígido*	P-52 (*LDA=1.800 m) L = 423.830 N = 7.577.470	PRA -1 (LDA=98 m) L = 384.200 N = 7.547.950	RHAS = 1625 <i>jumper</i> = 425 <i>Flow Line</i> = 57.422	18"
Derivação P-52/FSO	PLEM - 1 L = 384.338 N = 7.548.011	FSO L = 381.598 N = 7.549.442	Duto flexível = 5870	12"

Obs.: LDA – Lâmina d'água

(*) – Este trecho terá ao longo do seu traçado três pontos de conexão por PLEMs.

As propriedades do óleo a ser produzido pela P-52 e escoado pelo sistema descrito acima, estão apresentadas no item 2.4 G deste documento.

D.2.2. Escoamento de Gás

O escoamento de gás da UEP P-52 será realizado através da interligação ao sistema de exportação de gás da Fase 1 (FPSO Brasil), gasoduto RG-2, o qual já se encontra licenciado e em operação, e da interligação ao sistema de exportação da P-54, cujo gasoduto encontra-se em processo de licenciamento para instalação.

O duto de exportação de gás da P-52, com 10" de diâmetro e 9.965 metros de comprimento, se interligará ao gasoduto RG-2 e ao gasoduto da P-54 a partir de uma

estrutura conhecida por PLEM T. A interligação do gasoduto ao PLEM T será direta via módulo de conexão vertical. O PLEM T terá uma de suas saídas interligada ao PLEM Y RO-01, que se encontra instalado no sistema de exportação da Fase 1 (FPSO Brasil), através de um *jumper* flexível de 300 metros. A interligação do PLEM T com o gasoduto da P-54 ocorrerá de forma similar a anteriormente descrita, ou seja através de um *jumper* que será conectado ao 2RO-PEM-Y já previsto no sistema de exportação de gás da P-54. O *jumper* para esta interligação terá cerca de 6500 metros de comprimento.

As duas correntes de escoamento de gás, a que vai pelo gasoduto RG-2 e a que vai pelo gasoduto do módulo 2, serão escoadas para o PLAEM-RO-01.

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.

O Quadro 2.4-9 apresenta, a seguir, as principais características do sistema de escoamento de gás da P-52.

Quadro 2.4-9. Características do sistema de exportação de gás da P-52.

TRECHO	POSIÇÃO INICIAL	POSIÇÃO FINAL	COMPRIMENTO metros		DIÂMETRO
	UTM	UTM	Riser	Flow Line	
Duto Flexível	UEP P-52 (*LDA=1.800 m) L = 423.830 N = 7.577.470	PLEM T LDA = 1400 L = 415.355 N = 7.576.234	2500	7465	10"
	PLEM T LDA = 1400 L = 415.355 N = 7.576.234	PLEM Y RO-01 (LDA=1.402 m) L = 415.306 N = 7.576.010	<i>Jumper</i> flexível = 300		10"
	PLEM T LDA = 1400 L = 415.355 N = 7.576.234	2RO-PEM Y LDA = 1058 L = 412.497 N = 7.572.143	<i>Jumper</i> flexível = 6500		10"

O gás a ser exportado via duto submarino, após as etapas de separação, compressão e desidratação, apresentará as seguintes características resumidas no Quadro 2.4-10.

Quadro 2.4-10. Características do gás a ser escoado a partir do Campo de Roncador pela P-52

COMPOSTO	FRAÇÃO MOLAR (%)
Metano	73,40
Etano	12,43
Propano	7,80
i-Butano	0,44
n-Butano	3,06
i-Pentano	0,20
n-Pentano	0,92
n-hexano	0,37
n-pentano	0,12
n-octano	0,01
N ₂	0,60
CO ₂	0,62
PROPRIEDADE	VALOR
Densidade do vapor	0,78
Calor de combustão	11330 Kcal/Kg
Calor latente de vaporização	179 Kcal/kg
Temperatura de auto ignição	482 a 632 ° C
Peso molecular	22,7 Kg/Kgmol

E. [Empreendimentos Associados e Decorrentes](#)

Neste item, serão descritas as operações de lançamento dos *manifolds*, dutos sistema de coleta e escoamento da produção (óleo e gás), bem como os procedimentos para realização dos testes de estanqueidade do sistema submarino.

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.

E.1. [Lançamento de Manifolds e Linhas](#)

E.1.1. [Manifolds](#)

Além do método de lançamento com polia, utilizado para a instalação do *manifold* MSGL-RO-01 da Fase 1, está sendo considerada a possibilidade de utilização de um método

alternativo que consiste no lançamento pendular do equipamento. A seguir temos a descrição dos procedimentos:

- **Lançamento com polia:**

As atividades de lançamento dos *manifolds* serão executadas com o apoio de algumas embarcações. Uma plataforma (sonda) realizará o transporte dos *manifolds* até a locação sendo também responsável pelo início do lançamento. Dois rebocadores darão apoio no lançamento e alinhamento dos *manifolds*. Finalmente, outros dois barcos equipados com ROV serão responsáveis pela inspeção visual submarina.

As atividades de instalação dos *manifolds* serão precedidas pelas seguintes etapas de preparação:

- Instalação de *transponders* no fundo do mar, que auxiliarão no posicionamento dos *manifolds*;
- Estabelecimento dos parâmetros de segurança para a realização da operação em relação às condições de mar e deslocamentos máximos das embarcações;
- Simulações dos esforços durante o lançamento do *manifold*;
- Monitoração das condições de mar: corrente para várias profundidades, velocidade do vento, altura e frequência das ondas;
- Monitoração dos movimentos da plataforma e do rebocador de apoio, com acelerômetros, visando a segurança da operação;
- Monitoração dos esforços sofridos no compensador da sonda.

O início do lançamento dos *manifolds* será realizado através do guindaste da sonda. Em seguida, um dos rebocadores de apoio dividirá a carga envolvida no lançamento através de um cabo de sustentação de 4" entre o mesmo e a sonda. Esta transferência de carga e o restante da descida são acompanhados por ROV. As Figuras 2.4-19 e 2.4-20 ilustram o início da operação de lançamento do *manifold* e a etapa de transferência de carga para o rebocador de apoio.

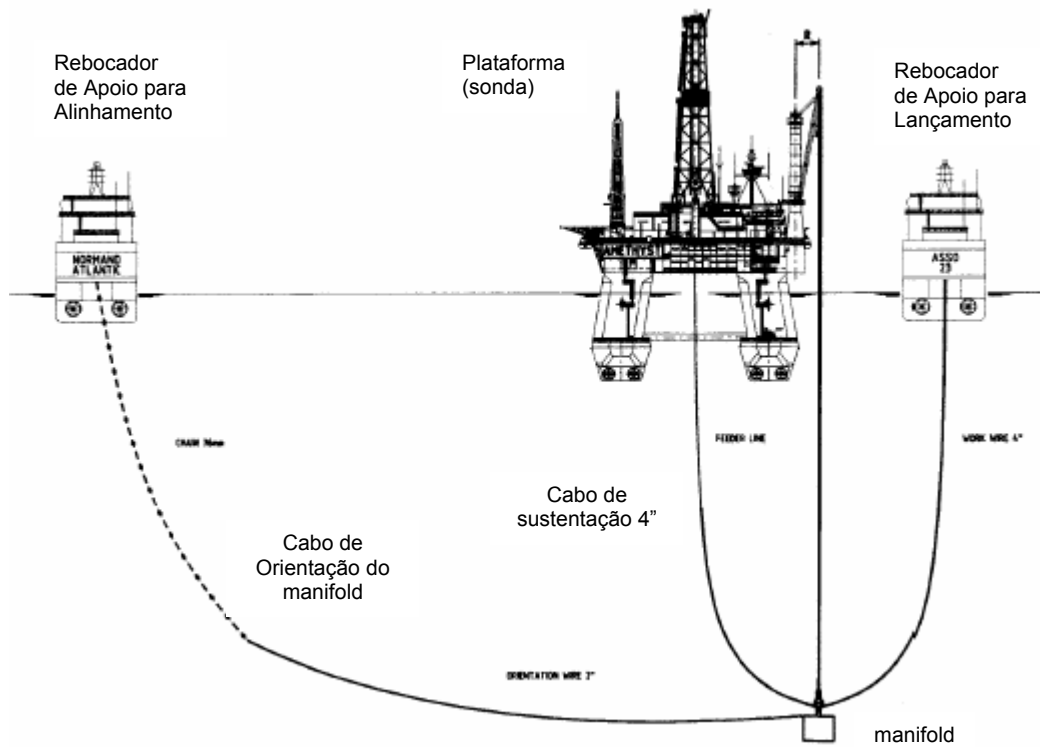


Figura 2.4-19. Esquema ilustrando o início do lançamento do *manifold*.

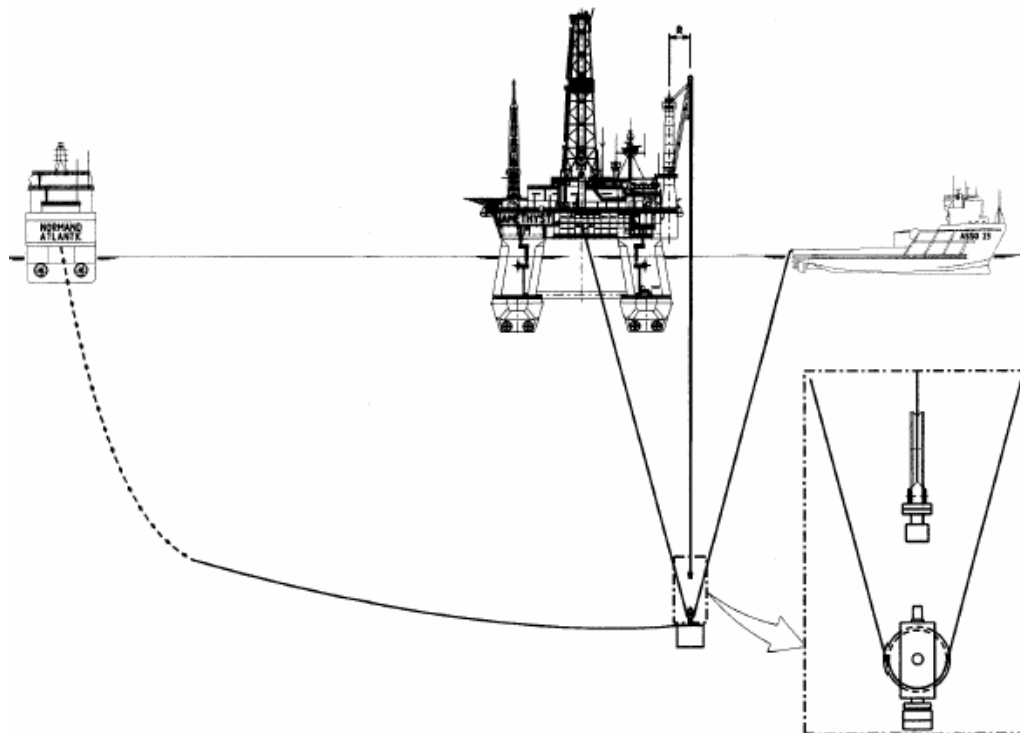


Figura 2.4-20. Esquema ilustrando a transferência de carga da sonda para o rebocador.

Devido ao risco da perda de posição das embarcações provocada pelo fenômeno de cintilação ionosférica, o início das operações anteriores à transferência de carga (da plataforma para o rebocador de apoio) se dará preferencialmente durante o dia sendo a transferência propriamente dita antes da meia-noite.

Após a transferência de carga do guindaste da plataforma para o cabo de 4" e medição de esforços na sonda, é reiniciado a descida com acompanhamento do ROV. A descida será auxiliada por um dos rebocadores.

Próximo ao fundo, são verificados o posicionamento e alinhamento do manifold além da configuração das embarcações e dos cabos para, enfim, se realizar o assentamento no leito marinho. A Figura 2.4-21 ilustra o assentamento do *manifold* no leito marinho.

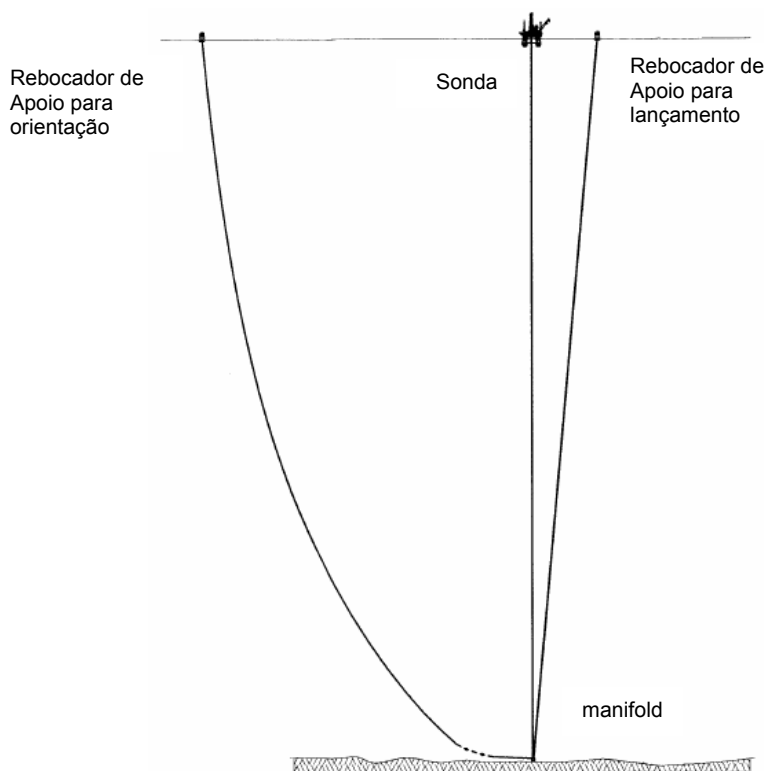


Figura 2.4-21. Ilustração do assentamento do *manifold* no leito marinho.

- Lançamento pelo Método Pendular com a Balsa Guindaste BGL-1:

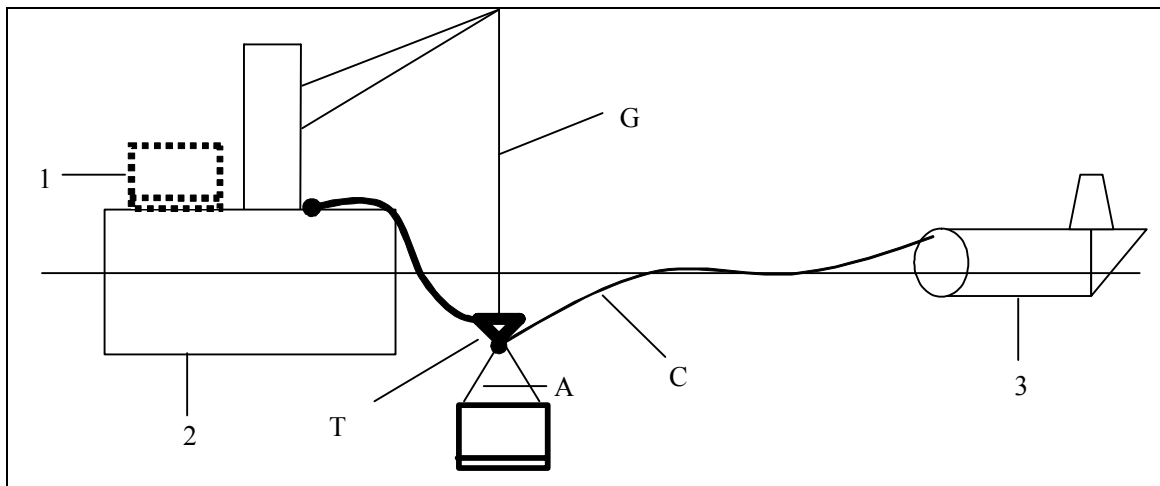
Neste método, cada *manifold* será embarcado na BGL-1 e transportado por ela até a locação de instalação. Na locação, a BGL-1 será mantida na posição por três Barcos de Posicionamento, dotados de posicionamento dinâmico.

Com a Balsa posicionada, a ponta do Cabo do Pêndulo, de poliéster, armazenado no guincho do Barco de Lançamento, será conectada à Placa Triangular da Lingada de Instalação do *manifold*. O Barco irá se afastar da Balsa até ter um comprimento de cabo fora da borda 100 metros menor que a LDA.

O *manifold* será colocado na água pelo guindaste e pendurado no Cabideiro, posicionado na borda da BGL-1, retornando com a lança do guindaste para o berço.

Parte da lingada que suporta o *manifold* pendurado será de poliéster, com um Cortador de Cabo Sintético, de acionamento hidráulico instalado na mesma. Com as duas embarcações corretamente posicionadas, o Cortador de Cabo Sintético será acionado e o *manifold* liberado do Cabideiro, descendo em movimento pendular, até parar com a verticalização completa do Cabo do Pêndulo, a uma distância de 100 metros do leito marinho. Neste momento, são verificados o posicionamento e alinhamento do *manifold* e reiniciado sua descida, com acompanhamento do ROV, até seu assentamento.

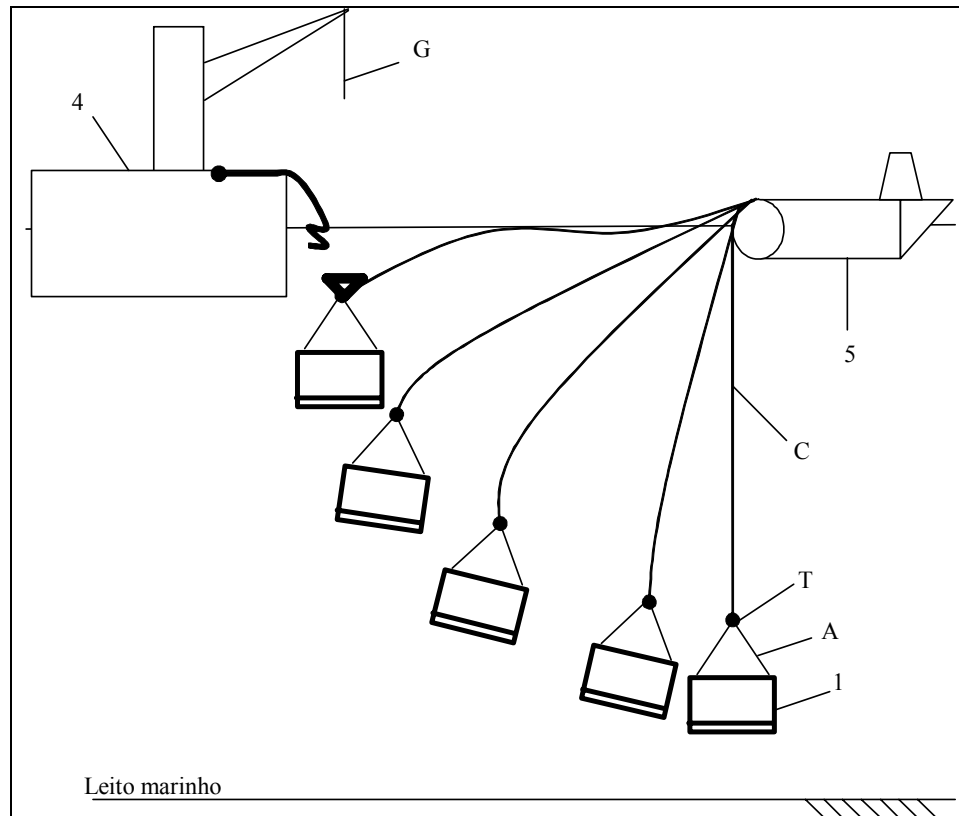
As Figuras 2.4-22 e 2.4-23 ilustram o início das operações de lançamento do *manifold* e as etapas de transferência de carga para o Barco de instalação.



LEGENDA:

- | | |
|--|--------------------------------|
| 1 – <i>Manifold</i> | T – Triplate |
| 2 – Meio de transferência do <i>manifold</i> para a água | G – Cabo do guindaste |
| 3 – Barco de instalação | A – Lingada do <i>manifold</i> |
| | C – Cabo de instalação |

Figura 2.4-22. Esquema ilustrando o início do lançamento do *manifold*.



LEGENDA:

1 - *Manifold*
4 - Meio de transferência do *manifold* para a água
5 - Barco de instalação

T - Triplate
G - Cabo do guindaste
A - Lingada do *manifold*
C - Cabo de instalação

Figura 2.4-23. Esquema ilustrando a descida do *manifold*

E.1.2. Lançamento das Linhas do sistema de coleta, gasoduto e oleoduto

Para o lançamento das linhas do sistema de coleta e do gasoduto será utilizada a embarcação *Kommandor 3000*. Como opção à esta embarcação poderão ser utilizadas as embarcações *Lochnagar* e *Sunrise 2000*. Para o lançamento do oleoduto será utilizada a embarcação *Deep Blue*.

E.1.2.1. Dutos Flexíveis

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.

Depois de finalizado o lançamento, realiza-se uma inspeção e registro da rota do duto. Caso sejam identificados vãos livres que possam ameaçar a estabilidade e integridade do duto, serão instalados sacos de cimento ou suportes mecânicos.

E.1.2.2. Dutos Rígidos

Como mencionado anteriormente, existe a possibilidade do emprego de dutos rígidos de aço no sistema de escoamento e transferência da produção. Neste caso, o procedimento a ser adotado exige o emprego de uma embarcação especializada, com equipamentos específicos para o lançamento de dutos rígidos de aço, podendo ser empregado diferentes métodos tais como: *Reel-Lay*, *J-lay* ou *S-lay*.

No método *Reel-lay*, os tramos, que variam de 800 a 1.200 metros, são pré-fabricados e estocados em canteiro de terra, dotado de facilidades para atracação do navio de lançamento. Os tramos são soldados e carregados no carretel do navio de lançamento através de bobinagem (*spooling*). Após completar o bobinamento dos dutos ou trecho do duto, dependendo da dimensão e capacidade do carretel, o navio desloca-se para o local de instalação do duto. Dependendo do comprimento do duto, o lançamento é 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 solda com a extremidade do trecho do carretel, continuação do lançamento e abandono parcial ou final.

No método *J-Lay*, os tubos, já revestidos com isolamento térmico e medindo entre 12 e 24 metros, são armazenados empilhados na embarcação e no local de lançamento segue-se o seguinte procedimento: posicionamento do primeiro tubo na torre de lançamento vertical; descida do primeiro tubo e soldagem com a extremidade do tubo seguinte a ser posicionado; nesta etapa também se faz a inspeção, revestimento de junta e instalação dos anodos; estas etapas se repetem com o deslocamento do navio até o término do trecho a ser lançado e com o abandono da extremidade para posterior recolhimento e retomada do lançamento até seu comprimento final.

No método *S-lay*, o procedimento empregado é similar ao do método *J-lay*, porém o lançamento do duto ocorre na horizontal, não existindo a torre de lançamento.

Por outro lado, para limitar a tensão a qual o duto é submetido no momento do lançamento, o barco de lançamento *S-lay* é equipado com uma estrutura chamada *stinger*, que orienta a mudança de direção do duto (da horizontal para a vertical).

Os procedimentos de lançamento dos dutos terão o suporte de inspeção visual submarina através de ROV de uma segunda embarcação.

Oleoduto de Exportação

A instalação do oleoduto de exportação será iniciada com a instalação da fundação do RHAS, seguindo do condutor e dos flutuadores. Estes itens serão instalados pela sonda de perfuração, P-23.

A fundação do RHAS consistirá de um poço de 48” de diâmetro perfurado até a profundidade de 120 metros abaixo do fundo do mar. O poço será perfurado sem riser, portanto todo o retorno irá para o fundo do mar. A perfuração do poço será em uma única fase, utilizando-se uma coluna de perfuração que terá uma broca de 26” de diâmetro e um alargador (*Hole opener*) de 48” de diâmetro. Serão utilizados na perfuração fluido base água, do tipo convencional e do tipo STA, sendo que não serão utilizados simultaneamente. A cada 30 m perfurados serão bombeados 7,95 m³ de fluido convencional. Ao atingir a profundidade final (120 m), o poço será preenchido com fluido STA. Ambos os fluidos serão descartados no fundo do mar.

O Quadro 2.4-11 apresentam as estimativas de fluidos e cascalho para a fundação do RHAS.

Quadro 2.4-11. Estimativas de Fluidos e Cascalho na fundação do RHAS.

TIPO DE FLUIDO	VOLUME DE FLUIDO A SER UTILIZADO (m ³)	VOLUME DE CASCALHO A SER DESCARTADO (m ³)
Base Água – Tipo convencional (Água + Bentonita + Soda caustica)	31,80	170
STA – Salgado Tratado com Amido	182,83	

Perfurado o poço, uma coluna de revestimento de 36” de diâmetro será descida e cimentada. O cimento preencherá todo o espaço anular entre o revestimento e a formação, compreendido entre o fundo do poço e fundo do mar. O revestimento de 36” será também totalmente preenchido por cimento, com o objetivo de aumentar o peso da fundação; contribuindo, desta forma, para resistir os esforços de tração que a fundação será solicitada pelo RHAS. No topo do revestimento será conectado um alojador de 18 ¾” de diâmetro, acoplado a uma Base de Jateamento, a qual será assentada no fundo do mar. A conexão do RHAS à sua fundação será feita através de um conector, pertencente ao corpo do RHAS, que será conectado ao alojador de 18 ¾” supracitado.

Após a instalação do RHAS, será realizada a sua interligação com a P-52 através de um *jumper* flexível, a ser instalado de forma similar aos dutos flexíveis.

A Figura 2.4-24 ilustra a etapa de conexão do oleoduto (*pull-in*) na P-52 após o seu lançamento.

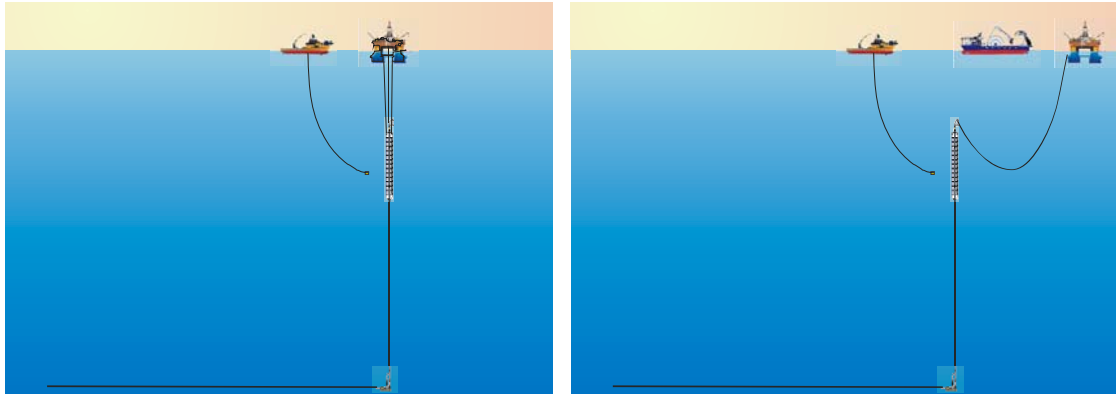


Figura 2.4-24. Ilustração do lançamento e conexão do RHAS à P-52.

Antes das operações de lançamento, serão realizados levantamento de batimetria e características do solo da rota de lançamento, seguido de inspeção por ROV.

Depois de finalizado o lançamento, realiza-se uma inspeção e registro da rota do duto. Caso sejam identificados vãos livres que possam ameaçar a estabilidade e integridade do duto, serão instalados sacos de cimento ou suportes mecânicos.

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. 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 menor), 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.

- **Gasoduto**

- Lançamento do gasoduto vazio, que compreende os trechos da P-52 ao PLEM T, inicialmente preenchido com glicol em gel, e em seguida a conexão do PLEM T ao PLEM Y através de um Jumper flexível, também inicialmente preenchido com glicol.
- Após conexão, será realizado teste de pressão com nitrogênio a partir da P-52 contra a válvula do PLEM Y e, após o teste, o trem de pigs e glicol será deslocado com a abertura da válvula do PLEM Y.
- Para a instalação da interligação entre PLEM T e PLEM Y 2RO, a primeira extremidade do duto será conectada ao PLEM T, em seguida será feito o lançamento do duto vazio e antes da conexão da 2ª extremidade será feita a injeção de glicol com pigs.
- Após conexão, será realizado teste de pressão com nitrogênio a partir de um barco auxiliar conectado ao PLEM-T contra a válvula do PLEM Y 2RO. Após o teste, o trem de *pigs* e glicol será deslocado até PGP- 1

E.2.2. Linhas Rígidas

Após o lançamento dos dutos, os mesmos serão testados hidrosticamente com a pressão de teste hidrostático definida no projeto e, posteriormente, adotado um procedimento de limpeza, secagem, utilizando-se glicol ou ar seco, (no caso dos gasodutos) e calibração com *pigs* de limpeza e instrumentados, visando garantir a ausência de imperfeições geométricas e também demonstrar a estanqueidade dos dutos, bem como das uniões flangeadas entre os *spools*, as válvulas e os terminais PLETs.

Para o pré-comissionamento e teste hidrostático, serão adotados os procedimentos descritos a seguir.

- **Oleoduto**

- ✓ **Trecho estático:**

O trecho estático será lançado em 4 (quatro) partes (Figura 2.4-25). O teste hidrostático será realizado após a instalação de todo o trecho estático, sendo que poderão ser realizados testes parciais em cada parte lançada. Após a instalação, o duto será alagado com água do mar.

Será realizada a passagem de *pigs* de limpeza e calibração bombeados com água aditivada (Quadro 2.4-12). O *pig* calibrador serve para verificar a integridade do duto quanto a amassamentos e colapsos localizados.

Finalizada esta etapa, será iniciada a pressurização gradual do duto, com monitoração e registro de temperatura, pressão, entre outros parâmetros necessários à análise e comprovação de efetividade deste teste.

Após o teste hidrostático, o duto será despressurizado permanecendo alagado até a interligação com a UEP.

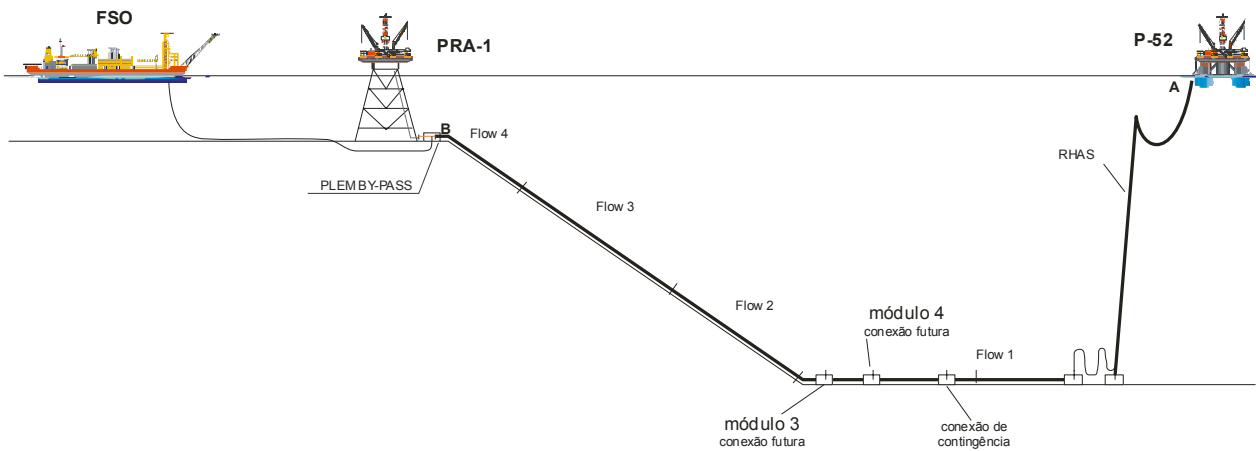


Figura 2.4-25. Etapas do teste hidrostático.

Para o teste hidrostático, utilizar-se-á cerca de 8.800 m³ de água aditivada para completa inundação do duto, cujos aditivos químicos que comporão este fluido estão apresentados no Quadro 2.4-12 abaixo.

Quadro 2.4-12. Informações sobre os produtos químicos a serem utilizados no teste hidrostático.

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

✓ Trecho dinâmico (*riser*)

Após a instalação, o *riser* será alagado com água do mar. Posteriormente, o *riser* será inundado com água aditivada com a passagem de *pigs* de limpeza e calibração bombeados com água aditivada (Quadro 2.4-12).

Finalizada a etapa de passagem dos *pigs* de limpeza e calibração, será iniciada a pressurização gradual do *riser*, com monitoração e registro de temperatura, pressão, entre outros parâmetros necessários à análise e comprovação da efetividade deste teste.

Quando da conexão do *riser* com o trecho estático, será realizado outro teste hidrostático no conjunto trecho estático-*riser*. Ao final do teste, o duto será despressurizado, permanecendo alagado até a interligação com a UEP P-52.

Após a interligação do *riser* na UEP, através de um *jumper* flexível, será realizado um último teste hidrostático. Este poderá ser realizado no conjunto *riser-jumper* flexível ou apenas no *jumper*;

O oleoduto será despressurizado e permanecerá alagado com água aditivada até o início da produção.

O descarte da água aditivada do interior do duto será junto à plataforma PRA-1, através da passagem de *pigs* espuma, intercalados por colchões de água salgada bombeados pelo óleo produzidos na P-52. O descarte da água será alinhado para a superfície do mar até a chegada do primeiro *pig*, quando então, o fluido será alinhado para o tanque *Slop* até a chegada último *pig*

- **Gasoduto**

Na eventualidade de se optar pelo uso de duto rígido, será adotado no gasoduto de exportação o procedimento descrito a seguir:

- Após a instalação completa do gasoduto e a sua sustentação na P-52, este será alagado com água salgada, através de abertura de válvulas por ROV;
- Passagem de *pigs* de limpeza e calibração, bombeados com água salgada aditivada, cujos aditivos são apresentados no Quadro 2.4-12; o *pig* calibrador serve para verificar a integridade do duto, quanto a amassamentos e colapsos localizados;
- Finalizada essa etapa, será iniciada a pressurização gradual do duto, com monitoração e registro de temperatura, pressão e vazão de água, entre outros parâmetros necessários à análise e comprovação da efetividade deste teste.
- Confirmada a estanqueidade do duto, a água aditivada será deslocada para descarte no mar por um conjunto de *pigs*, intercalados por um colchão de glicol. Este conjunto de *pigs* será deslocado por gás seco ou N₂, a partir da P-52, sendo o glicol recolhido por uma embarcação de apoio. Ao término desta operação o duto deverá estar seco;
- Conexão ao PLEM Y através de um *jumper* flexível, inicialmente preenchido por gel de monoetilenoglicol;
- Após conexão, será realizado teste de pressão com nitrogênio a partir da P-52 contra a válvula do PLEM Y;
- Secagem através de circulação do gás existente no gasoduto RG-2 em direção à P-52, recuperando-se o nitrogênio e o monoetilenoglicol na P-52.

Para o teste hidrostático, utilizar-se-á cerca de 481 m³ de água aditivada para completa inundação do duto, cujos aditivos químicos que compõem este fluido de preenchimento e corante estão apresentados no Quadro 2.4-12.

F. Curvas de Produção

Neste item, serão apresentadas as curvas de produção de óleo, gás e água previstas para o período de desenvolvimento da Fase 2 do Módulo 1A, do Campo de Roncador.

F.1. Óleo

O Quadro 2.4-13 apresenta a produção média diária de óleo estimada para Fase 2 do Módulo 1A do Campo de Roncador no período de exploração de 2007 a 2034. Já a Figura 2.4-26 apresenta as curvas de produção média e acumuladas previstas.

Quadro 2.4-13. Produção média diária prevista de óleo pela UEP P-52.

ANO	Óleo (m ³ /dia)	ANO	Óleo (m ³ /dia)
2007	12.118,9	2021	12.883,8
2008	25.682,3	2022	11.486,0
2009	26.213,7	2023	8.951,5
2010	25.720,5	2024	7.268,8
2011	24.194,5	2025	6.456,9
2012	23.224,4	2026	5.718,1
2013	21.644,7	2027	5.025,2
2014	19.901,4	2028	4.393,7
2015	17.684,6	2029	3.861,4
2016	16.128,2	2030	3.567,6
2017	14.431,5	2031	3.355,9
2018	13.128,3	2032	3.181,6
2019	12.043,2	2033	3.005,0
2020	11.988,3	2034	2.862,2

Fonte: PETROBRAS

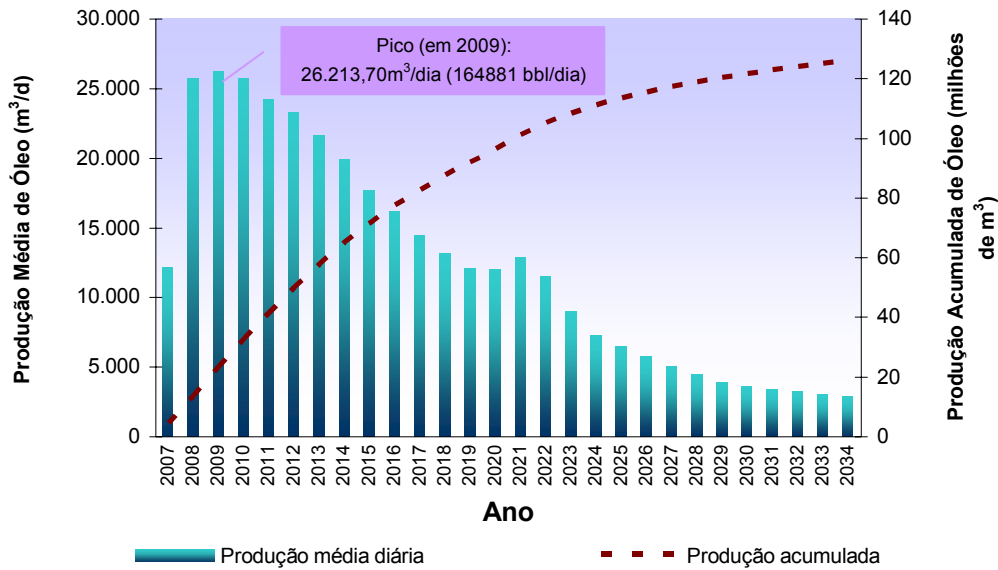


Figura 2.4-26. Curva prevista de produção de óleo ao longo de 28 anos de desenvolvimento da Fase 2 do Módulo 1A do Campo de Roncador.

De acordo com o apresentado, verifica-se que a produção máxima prevista de óleo, de cerca de 26.213,7 m³ / dia, ocorrerá em meados de 2009 decrescendo de forma não-linear até cerca de 2.862,2 m³ / dia ao final do período de desenvolvimento do módulo, quando, então, prevê-se uma recuperação de quase 127 milhões de metros cúbicos de óleo.

F.2. Gás

O projeto de desenvolvimento da Fase 2 do Módulo 1A do Campo de Roncador, prevê a exportação da maior parte do gás separado do óleo, o consumo interno para geração de energia, e injeção como gás lift, além de pequena queima no *flare*. A previsão de produção do gás é apresentada no Quadro 2.4-14 a seguir e ilustrada na Figura 2.4-26.

Quadro 2.4-14. Produção média diária de gás estimada pela UEP P-52 (em milhões de m³/dia)

ANO	Gás (milhões m ³ /dia)	ANO	Gás (milhões m ³ /dia)
2007	1,5945	2021	1,4495
2008	3,680	2022	1,3095
2009	3,2002	2023	1,0187
2010	3,1984	2024	0,8112
2011	3,4775	2025	0,7126
2012	3,2753	2026	0,6342
2013	2,732	2027	0,5585
2014	2,3907	2028	0,4882
2015	2,0801	2029	0,4258
2016	1,8851	2030	0,3927
2017	1,6886	2031	0,3177
2018	1,5412	2032	0,3531
2019	1,4274	2033	0,3326
2020	1,4772	2034	0,3171

Fonte: PETROBRAS

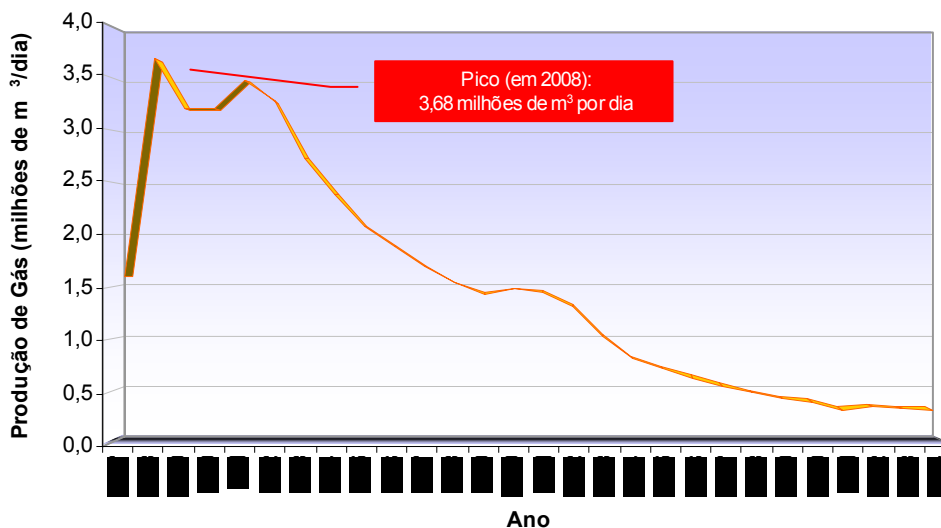


Figura 2.4-27. Curva de Produção de Gás estimada para o período de desenvolvimento da Fase 2 do Módulo 1A do Campo de Roncador.

F.3. Água Produzida

O Quadro 2.4-15 apresenta a estimativa de água produzida durante o desenvolvimento da Fase 2 do Módulo 1A do Campo de Roncador. Conforme pode ser observado na

Figura 2.4-28, o volume de água produzida aumenta gradativamente, de acordo com as atividades de exploração de hidrocarbonetos até meados de 2019, quando atinge um pico de 16.938,1 m³/d. Esta água produzida será lançada ao mar após devido tratamento de acordo com a legislação pertinente (Resolução CONAMA nº 357), conforme descrito no item 2.4 K.

Quadro 2.4.15. Estimativa da produção diária de água produzida pela P-52

ANO	Água Produzida (m ³ /dia)	ANO	Água Produzida (m ³ /dia)
2007	231,3	2021	14.810,2
2008	2.130,9	2022	15.054,8
2009	2.045,4	2023	14.800,9
2010	3.427,4	2024	12.557,1
2011	4.740	2025	13.158,1
2012	6.029,8	2026	12.985,8
2013	7.608,2	2027	11.949,9
2014	9.354,8	2028	10.748,4
2015	11.225,7	2029	10.538,7
2016	13.084,4	2030	10.312,8
2017	14.901,1	2031	9.612,6
2018	16.227,4	2032	9.709
2019	16.938,1	2033	9.878,6
2020	15.836,1	2034	10.028,8

Fonte: PETROBRAS

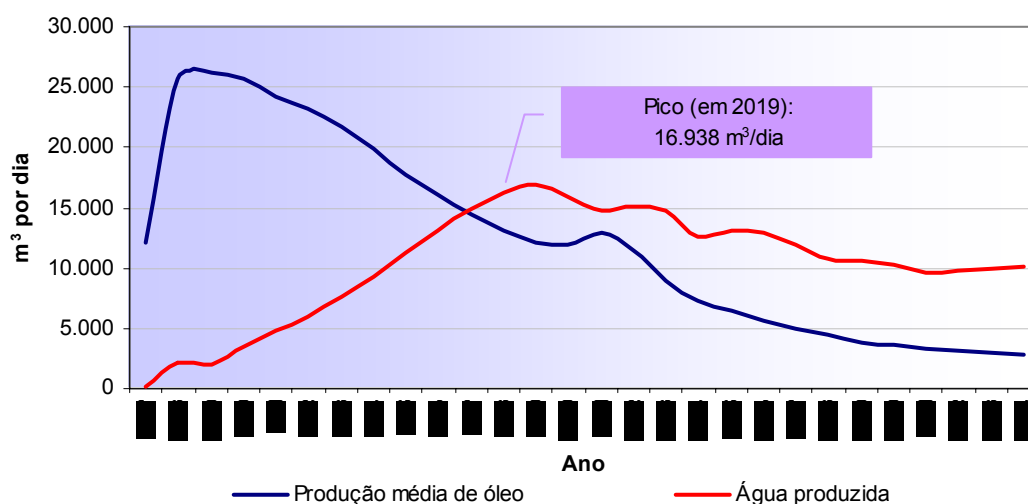


Figura 2.4-28. Curva de produção de água ao longo do período de desenvolvimento da Fase 2 do Módulo 1A do Campo de Roncador.

F.4. Água de Injeção

Conforme apresentado na descrição geral deste empreendimento (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 ser devidamente tratada, será direcionada aos poços de injeção.

Conforme pode ser verificado no Quadro 2.4-16 e na Figura 2.4-29, o pico de água de injeção ocorrerá em 2012 sendo cerca de 40.431 m³/dia. Após este pico, verifica-se uma redução para até cerca de 14.000 m³ de água por dia no final do período de desenvolvimento do Campo.

Quadro 2.4-16. Injeção diária de água estimada pela P-52

ANO	Água (m ³ /dia)	ANO	Água (m ³ /dia)
2007	14.307	2021	32.975
2008	36.491	2022	32.041
2009	35.883	2023	30.564
2010	39.400	2024	30.055
2011	40.253	2025	27.009
2012	40.431	2026	26.339
2013	38.659	2027	23.448
2014	39.934	2028	20.055
2015	38.442	2029	17.673
2016	37.144	2030	17.079
2017	35.907	2031	16.547
2018	34.977	2032	14.112
2019	34.454	2033	13.748
2020	33.597	2034	13.488

Fonte: PETROBRAS

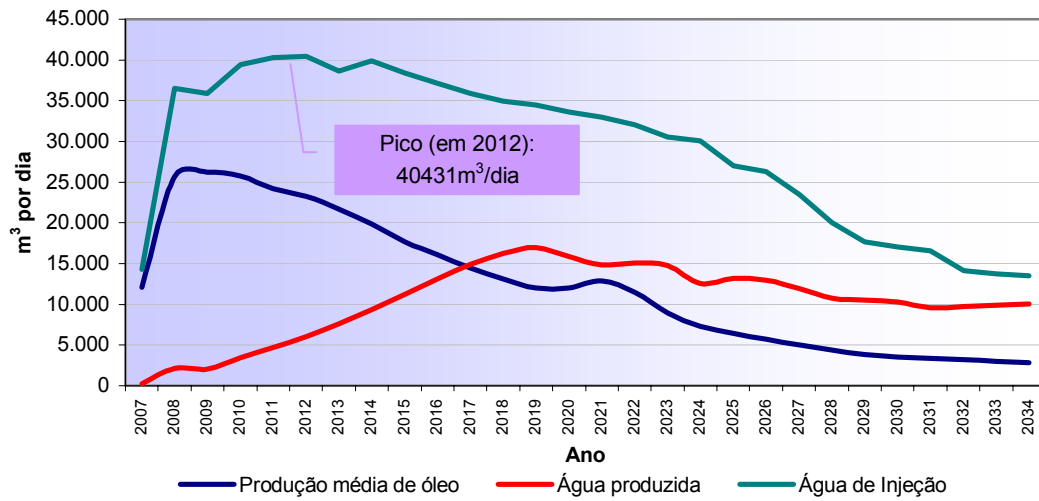


Figura 2.4-29. Curva de injeção de Água ao longo do período de desenvolvimento da Fase 2 do Módulo 1A do Campo de Roncador.