

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 2006 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 profundidade d'água de 1.795 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 20 poços destes, 8 serão remanejados da Fase 1 (FPSO Brasil), e injetar água em 14 poços (10 previstos e 4 reservas) dos quais, 3 serão remanejados da Fase 1.

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 malha de escoamento de óleo da Bacia de Campos;
 - 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.

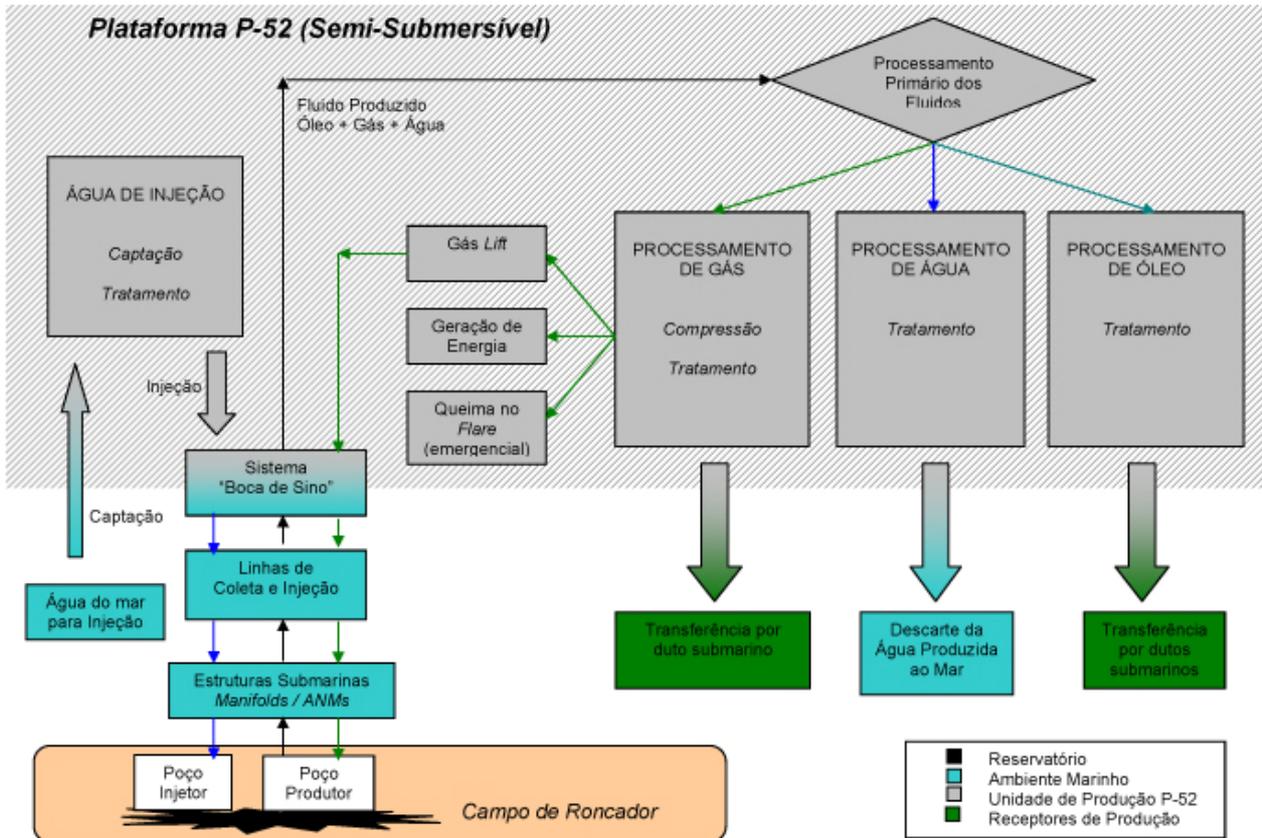


Figura 2.4-1. Fluxograma simplificado do sistema de produção da Fase 2 do Módulo 1A do campo de Roncador

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 óleo (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-PPC-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.

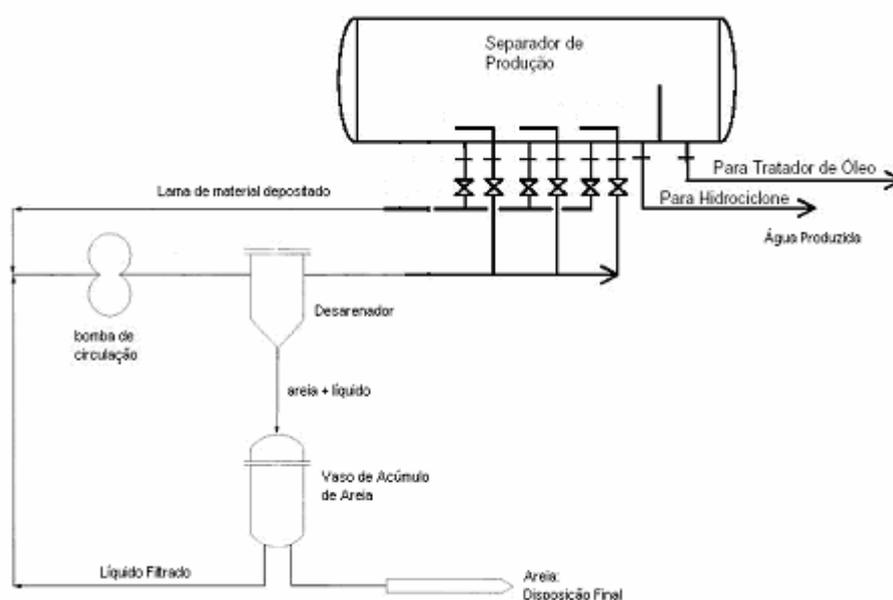


Figura 2.4-3 Esquema do Sistema de Desarenação da UEP P-52

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, principalmente, como *gas-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 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-PPC-001

Figura 2.4-5 Fluxograma P&I do sistema booster de compressão de gás
I-DE-3010.64-1225-943-PPC-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 por 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 direcionada 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 injeção (3 bombas centrífugas de multi-estágio) com pressão de descarga de 19.620 kPa g.

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 deve-se ao fato de que este empreendimento terá um período de convivência com o empreendimento da Fase 1, cujos poços serão remanejados para a P-52. 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 profundidade 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 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 da Fase 2 do Módulo 1A é composto por linhas rígidas. Estas linhas interligarão a UEP P-52 às ANMs ou manifolds. No lado das ANMs e manifolds, a conexão será realizada através de um terminal tipo PLET e uma linha flexível (*jumper*).

Preliminarmente será feito o pré-lançamento dos trechos estáticos antes da chegada da P-52 no ponto de locação. O lançamento das linhas rígidas, juntamente com os terminais PLETs, será realizado por uma embarcação especializada no método “Reel-Lay”, o qual consiste no lançamento da linha que se encontra recolhida num carretel.

Após verificação das coordenadas da posição neutra da P-52 e das coordenadas do poço ou *manifold* a ser interligado, inicia-se a operação de lançamento seguindo a rota planejada. Durante o lançamento serão monitoradas as cargas de tração, os ângulos de saída da linha do navio (ângulo do topo da catenária) e as condições meteorológicas. O lançamento será acompanhado por inspeção visual através de ROV de uma outra embarcação. A Figura 2.4-7, a seguir, ilustra o lançamento das linhas rígidas (dutos) pelo método Reel-Lay.

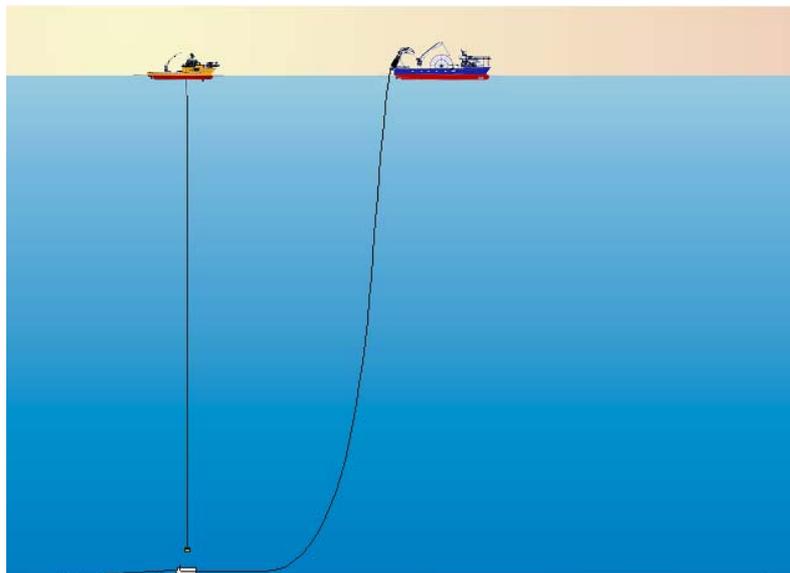


Figura 2.4-7 Ilustração do lançamento das linhas rígidas

Os dutos permanecerão abandonados no leito marinho, preenchidos com fluido inibidor de corrosão, sendo posteriormente recuperados e conectados aos *riser* rígidos em catenária (SCR), fazendo a interligação na UEP.

Para isso, será realizado o método “J-Lay” de lançamento, onde os trechos dos *riser* rígidos serão conectados e soldados com o deslocamento do navio, após as operações

de inspeção, revestimentos das juntas e instalação dos anodos, até seu comprimento final e sustentação na UEP P-52.

Após a interligação dos risers rígidos à UEP P-52, realiza-se o teste hidrostático (descrito no item E.2.2)

A Figura 2.4-8 apresenta uma ilustração da interligação do riser rígido na UEP P-52.

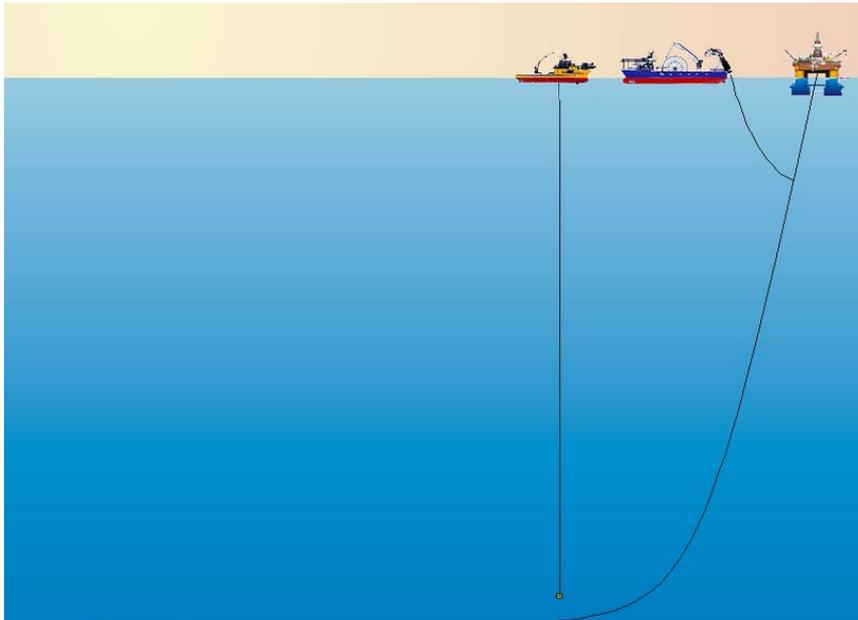


Figura 2.4-8 Ilustração do procedimento de interligação do riser rígido na UEP P-52

Já as linhas flexíveis que interligarão os PLETs dos dutos às ANMs ou aos manifolds, serão instaladas através de Conexão Vertical Direta (CVD) de primeira extremidade no poço (ou *manifold*) e segunda extremidade no *hub* do PLET.

Visando a preparação do lançamento da linha, serão realizados no convés do navio de lançamento testes de funcionamento do módulo de conexão vertical (MCV) e conexão do mesmo às linhas flexíveis. Antes da descida, a linha flexível é conectada ao MCV e a conexão é testada com nitrogênio a fim de comprovar a integridade da mesma.

De modo geral, a descida do MCV será realizada com o auxílio de guinchos e um guindaste sendo monitorada através do ROV, conforme é ilustrado na Figura 2.4-9.

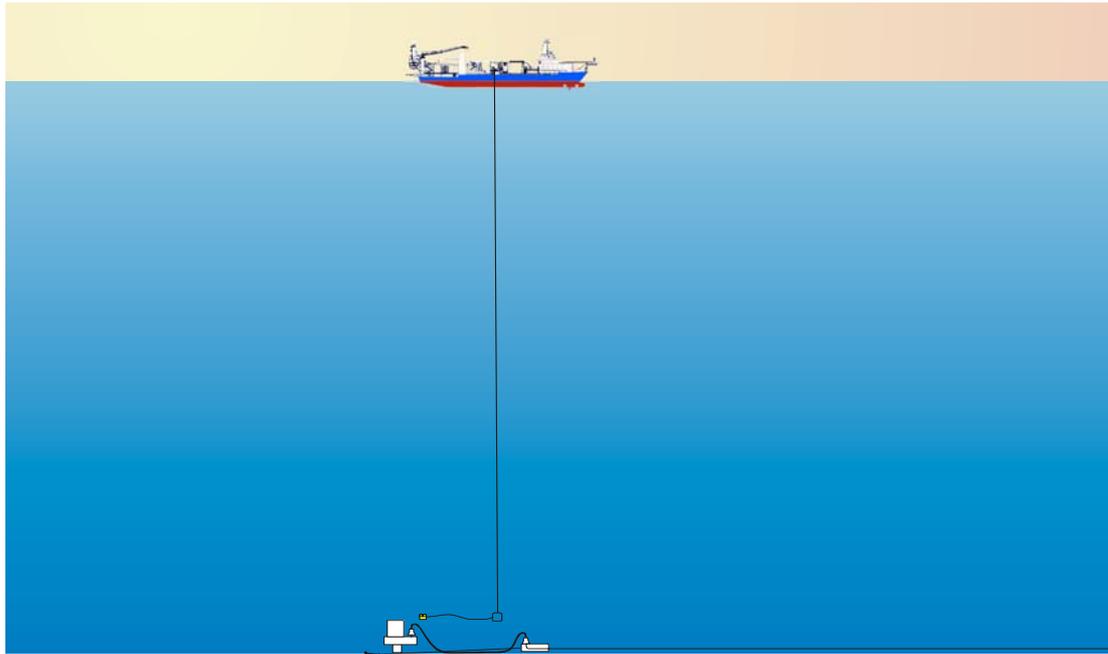


Figura 2.4-9. Ilustração do procedimento de instalação da linha flexível

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

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.

As etapas de amarração e ancoragem das linhas serão realizadas após a etapa de *pull-in*. 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.

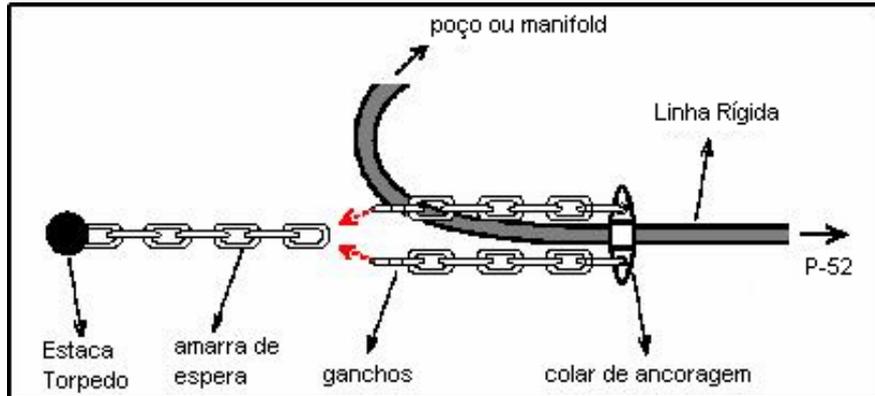


Figura 2.4-10. Esquema de amarração e ancoragem de risers da UEP P-52

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 profundidade 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, de forma ilustrativa, a unidade de produção P-52.

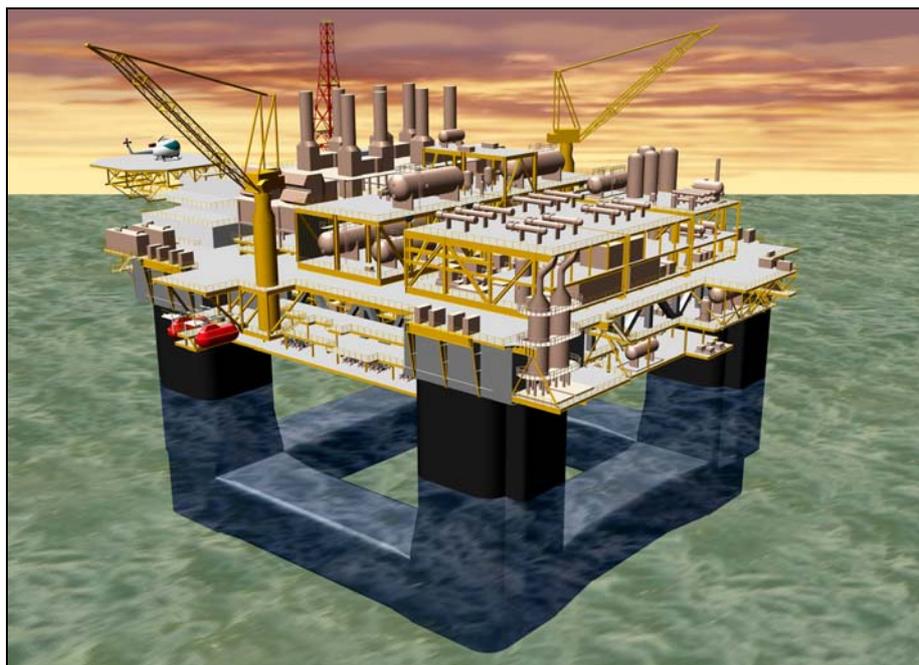


Figura 2.4-11. Figura ilustrativa – maquete eletrônica P-52

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 (continua)

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Nome	PETROBRAS 52 ou P-52
Tipo	Semi-Submersível
Profundidade 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 (<i>Flare</i>)	120 metros
Ancoragem	<i>Taut-Leg</i> : poliéster, amarras e estacas tipo torpedo(16 pontos de ancoragem – raio curto: 2700 metros)

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

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Capacidade de Produção	34 Poços – 20 Produtores e 10 Injetores (4 reservas) Processamento de Óleo – 28.614,6 m ³ /d (180 mil bpd) Injeção de Água – 48.000 m ³ /d Trat. de Gás (sistema de compressão) – 9,3 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)

A estrutura da unidade 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

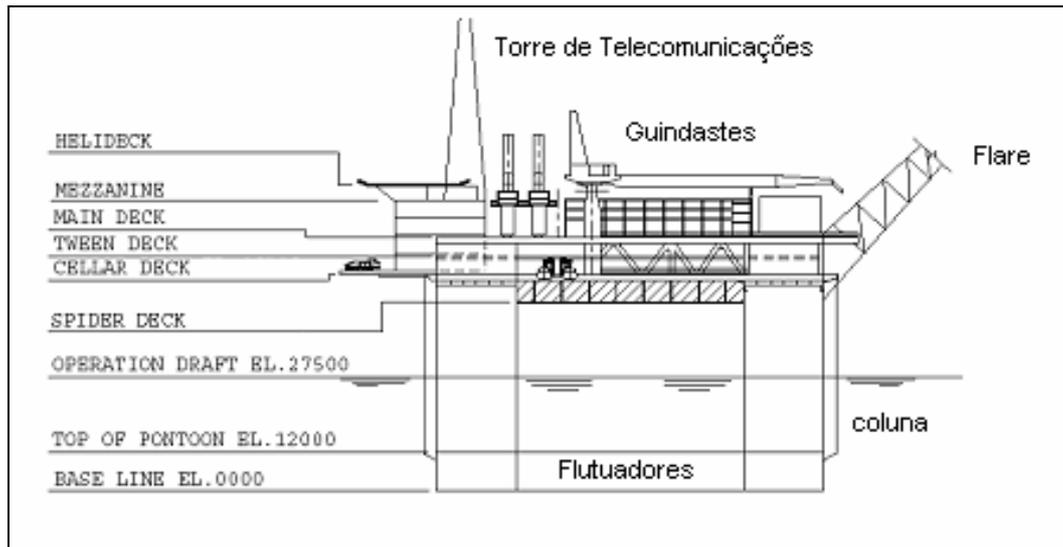


Figura 2.4-12. Ilustração esquemática dos decks da P-52

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 3,5 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 n°1, 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 tratamento constituídos, cada um, por unidades de compressão e 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 (continua)

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 – 1º estágio (3)	Casco e tubo	3,09x10 ⁶ W
Resfriador – saída do 1º estágio (3)	Casco e tubo	10,65x10 ⁶ W
Resfriador – 2º 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 1º estágio (3)	vertical	3.100.000 m ³ /d
Vaso – descarga do 1º estágio (3)	vertical	3.100.000 m ³ /d
Vaso – descarga do 2º estágio (3)	vertical	3.100.000 m ³ /d
Torre de Absorção – TEG (2)	vertical	3.750.000 m ³ /d

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

EQUIPAMENTO	TIPO	CAPACIDADE (a 20°C e 101,3 kPa abs)
Sistema Auxiliar – Booster		
Compressores (2)	parafuso	150.000 m ³ /d
Resfriador – Sucção de gás de baixa pressão	Casco e tubo	a ser definido pelo fabricante
Vaso – Sucção de gás de baixa pressão	vertical	300.000 m ³ /d
Vaso de Gás Comprimido (2)	vertical	300.000 m ³ /d
Filtro – saída do compressor (2)	coalescente	150.000 m ³ /d

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 equipamentos da planta de processamento de Gás.

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 Motogeradores 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 operação normal da UEP P-52 não demanda o uso do *Flare* que é restrito a depressurização do sistema, situações de emergência ou falha de 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 5.800 milhões Nm^3/d em condição contínua e 7.500 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, com uma vazão aproximada de 400 Nm^3/d . No caso de parada da planta de processo, o gás existente nas linhas será depressurizado 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 de escoamento e transferência da produção da UEP P-52 será realizado por linhas rígidas submarinas cujos *risers* também serão rígidos (tipo SCR – *steel catenary riser*).

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 2.4-13 Inserir Arranjo Submarino P-52
Desenho DE 3549.00-9310-941-PUR-018

Figura 2.4-14 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 (rígidas em sua maioria) 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*). A conexão propriamente dita no lado dos poços e *manifolds* será realizada por linhas flexíveis (*jumper*s) e uma estrutura de terminação do tipo PLET (*Pipeline End Termination*). A Figura 2.4.15 apresenta uma ilustração esquemática do sistema submarino de coleta e injeção.

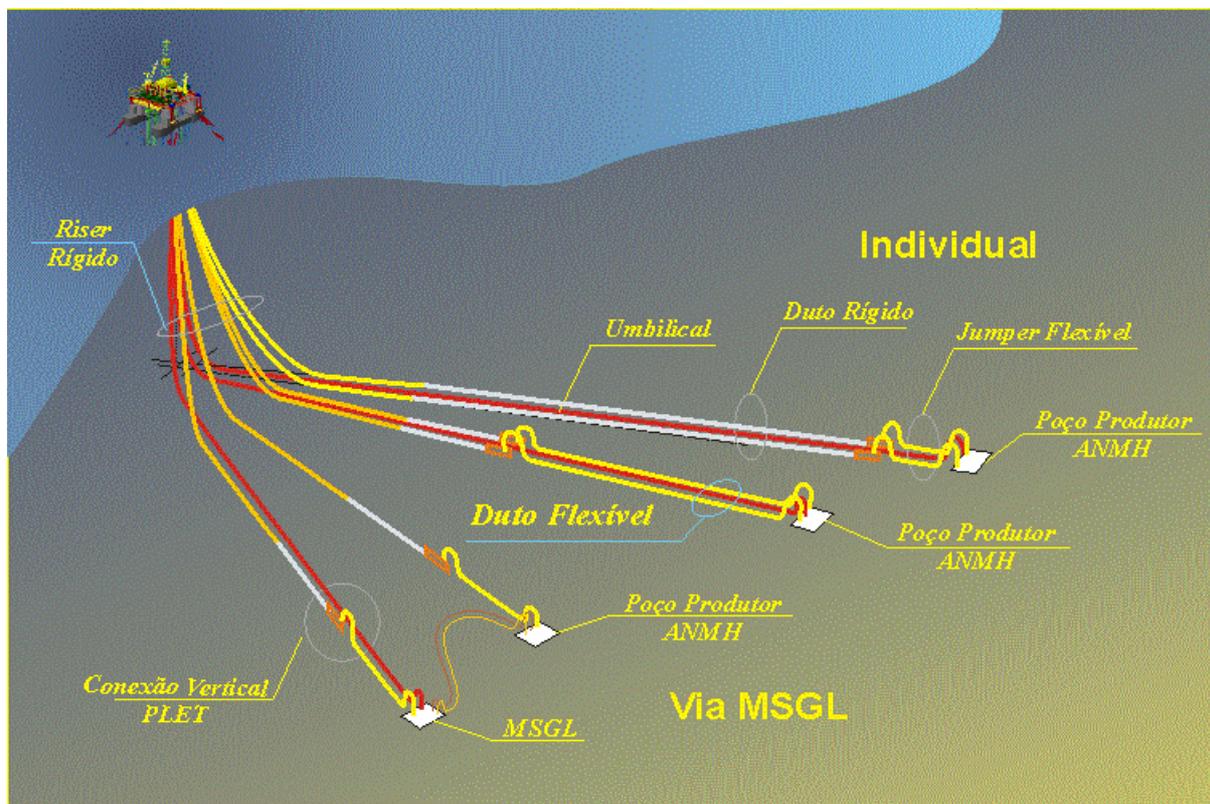


Figura 2.4-15 Ilustração esquemática do sistema submarino de coleta e injeção

Dos vinte poços produtores, apenas cinco 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 15 poços produtores restantes.

Com relação aos poços de injeção de água, a maioria (sete) será ligada 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 três restantes estarão interligados a P-52

somente pela linha de injeção, sendo controlados por um manifold submarino de controle (MSC-RO-1).

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 30 ANMs do tipo GLL, isto é, operadas sem mergulhador e sem cabos-guia (20 em poços de produção e 10 em poços de injeção).

Devido a presença de CO₂ no gás de alguns poços produtores, será necessário 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 por três *manifolds* de injeção de gás-lift e um *manifold* de controle, 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-lift* e insumos eletro-hidráulicos para 15 poços produtores, além de direcionar *pigs* lançados a partir da P-52 para cada poço. Estes manifolds estão interligados entre si de modo a aumentar a flexibilidade do sistema e otimizar recursos. 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 *manifold* submarino de controle (MSC-RO-1) viabilizará o controle eletro-hidráulico de três poços injetores.

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 <i>Composição</i>	Comprimento UEH e IQ (m) <i>Riser + Flow</i>
	<i>Riser</i>	<i>Flow</i>	<i>Riser</i>	<i>Flow</i>	<i>Riser</i>	<i>Flow</i>	<i>Riser</i>	<i>Flow</i>		
MSG-L-RO-1	-	6	-	645	7	7	3100	8621	5H+5HCR+2EC	11878
									IQ	617
MSG-L-RO-2	-	6	-	3095	7	6	3100	2832	5H+5HCR+2EC	6292
									IQ	9521
MSG-L-RO-3	8	8	3100	10376	7	7	3100	11566	5H+5HCR+2EC	14588
									IQ	13815
MSC-RO-1	-	-	-	-	-	-	-	-	5H+1EC	10868

Obs.: Composição do umbilical eletro-hidráulico :

H=Mangueiras; HCR=Mangueiras Anti-achatamento; EC= 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 rígidas e flexíveis (*jumpers*) que conectarão a P-52 aos poços produtores e injetores de forma individual ou via *manifold*.

As linhas rígidas serão fabricadas em diâmetros internos que variam de 4 a 8” cujos *risers* serão rígidos (do tipo SCR - *steel catenary riser*) de 8” em sua maioria. Já os *jumpers*, terão em sua grande maioria diâmetro interno de 6”.

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

Quadro 2.4-6 Características gerais das linhas de coleta (continua)

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 <i>Composição</i>	Comprimento do UEH (m) <i>Riser + Flow</i>
	<i>Riser</i>	<i>Flow</i>	<i>Riser</i>	<i>Flow</i>	<i>Riser</i>	<i>Flow</i>	<i>Riser</i>	<i>Flow</i>		
7-RO-8	8	8	3100	7455	-	6	-	2033	9H+3HCR+1EC	2019
7-RO-9D	8	6	3100	3037	-	4	-	1256	9H+3HCR+1EC	1256
7-RO-12D	8	8	3100	2818	-	4	-	3075	9H+3HCR+1EC	3075
7-RO-14	8	8	3100	4634	-	4	-	2414	9H+3HCR+1EC	2414
7-RO-16D	8	6	3100	2474	-	6	-	1064	9H+3HCR+1EC	1064
7-RO-17D	8	6	3100	776	-	4	-	2904	9H+3HCR+1EC	2904

Quadro 2.4-6 Características gerais das linhas de coleta (continuação)

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	Riser	Flow	Riser	Flow	Riser	Flow	Composição	Riser + Flow
9-RO-18D	8	8	3100	4660	5	5	3100	4949	9H+3HCR+1EC	8386
7-RO-19HA	8	8	3100	3021	5	5	3100	2884	9H+3HCR+1EC	6576
7-RO-21HA	8	8	3100	7152	-	4	-	750	9H+3HCR+1EC	750
7-RO-24D	8	8	3100	4769	-	4	-	2100	9H+3HCR+1EC	2100
7-RO-25D	8	6	3100	4414	-	6	-	1569	9H+3HCR+1EC	1569
1-RJS-436A	8	6	3100	3143	-	4	-	2590	9H+3HCR+1EC	2590
7-RO-26H	8	6	3100	2606	-	6	-	922	9H+3HCR+1EC	922
P-1-03	8	6	3100	3799	-	4	-	2210	9H+3HCR+1EC	2210
P-1-09	7	7	3100	3715	7	7	3100	3185	9H+3HCR+1EC	7043
7-RO-40	7	7	3100	558	7	7	3100	589	9H+3HCR+1EC	4054
8-RO-32	8	6	3100	3603	-	4	-	1100	9H+3HCR+1EC	1100
7-RO-41	8	6	3100	2351	-	4	-	993	9H+3HCR+1EC	895
P-1-21	8	8	3100	5785	-	4	-	1999	9H+3HCR+1EC	1999
7-RO-34D	7	7	3100	3277	7	7	3100	2549	9H+3HCR+1EC	6429

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	Riser + Flow
8-RO-39D	8	8	3100	623	5H+1EC	4301
8-RO-29HP	8	6	3100	5823	5H+1EC	2009
8-RO-35D	8	6	3100	3574	5H+1EC	7132
8-RO-22D	8	6	3100	733	5H+1EC	4399
8-RO-27HP	8	6	3100	9596	5H+1EC	2415
8-RO36	8	6	3100	7985	5H+1EC	733
8-RO-37	8	6	3100	4068	5H+1EC	7724
3-RO-5	8	6	3100	1320	5H+1EC	6018
3-RO-1	8	6	3100	783	5H+1EC	4701
I1-3N	8	8	3100	565	5H+1EC	4023

Obs.: Composição do umbilical eletro-hidráulico :

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

Todos os *risers* serão interligados à plataforma P-52 em configuração catenária livre, conforme permitem concluir análises locais de tensões, o projeto dos enrijecedores de curvatura dos *risers* e a análise de estabilidade no fundo, sendo o ângulo de catenária de 20°.

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).

Conforme descrito anteriormente, o controle de três poços injetores (I-1-02, I-1-06 e I-1-05) será via manifold submarino o qual estará conectado à P-52 por uma linha de 10.868 metros.

Os comprimentos dos umbilicais de controle a serem utilizados nos poços produtores e injetores serão 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-I deste Relatório.

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 50 km, interligando a UEP P-52 à Plataforma de Rebombeio Autônoma, PRA-1, próximo à costa, sendo rebombeado através de um oleoduto marinho de 34” e 117 km de extensão até a Estação Barra do Furado (Quissamã/RJ) pelo complexo de escoamento PDET-ORVAP.

Será utilizado um *riser* rígido SCR (*Steel Catenary Riser*) de 18” e 3.100 metros para interligação da UEP P-52 ao oleoduto através uma base estrutural do tipo PLEM. No lado da plataforma PRA-1, um *riser* flexível de 250 metros permitirá a interligação do oleoduto na mesma.

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 UTM	POSIÇÃO FINAL UTM	COMPRIMENTO metros		DIÂMETRO
			<i>Riser</i> Rígido (SCR)	<i>Flow Line</i>	
Duto Rígido	P-52 (*PDA=1.800 m) L = 423830 N = 7577470	PRA -1 (PDA=98 m) L = 384200 N = 7547950	3.100	47.448	18”

Obs.: PDA – profundidade d’água

As propriedades do óleo a ser produzido pela UEP 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.

O duto de exportação de gás da UEP P-52, com 10” de diâmetro e 9.794 metros de comprimento, se interligará ao gasoduto RG-2 a partir de uma estrutura conhecida por PLEM Y. A interligação do gasoduto ao PLEM Y será via um terminal PLET e um *jumper* flexível de 303 metros.

A partir do PLEM Y, o gás será escoado para o PLAEM de Roncador.

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 UEP P-52.

TRECHO	POSIÇÃO INICIAL UTM	POSIÇÃO FINAL UTM	COMPRIMENTO metros		DIÂMETRO
			Riser	Flow Line	
Duto Rígido	UEP P-52 (*PDA=1.800 m) L = 423830 N = 75774700	PLEM Y (PDA=1.405 m) L = 415.300 N = 7.576.012	3.100 + 6694 Total: 9794		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	PORCENTAGEM
Cadeias de 1 carbono (metano)	98,4 %
Cadeias de 2 carbonos	0,6 %
Cadeias de 3 carbonos	< 1 %
N ₂	0,2 %
CO ₂	0,7 %
PROPRIEDADE	VALOR
Densidade do vapor	0,6
Calor de combustão	12500 Kcal/Kg
Calor latente de vaporização	120 Kcal/kg
Temperatura de auto ignição	482 a 632 ° C
Peso molecular	de 16,4 a 18,1

E. EMPREENDIMENTOS ASSOCIADOS E DECORRENTES

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

E.1. Lançamento de Manifolds e Dutos

E.1.1. *Manifolds*

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 *manifold* 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 2.4-16 e 2.4-17 ilustram o início das operação de lançamento do manifold e a etapa de transferência de carga para o rebocador de apoio.

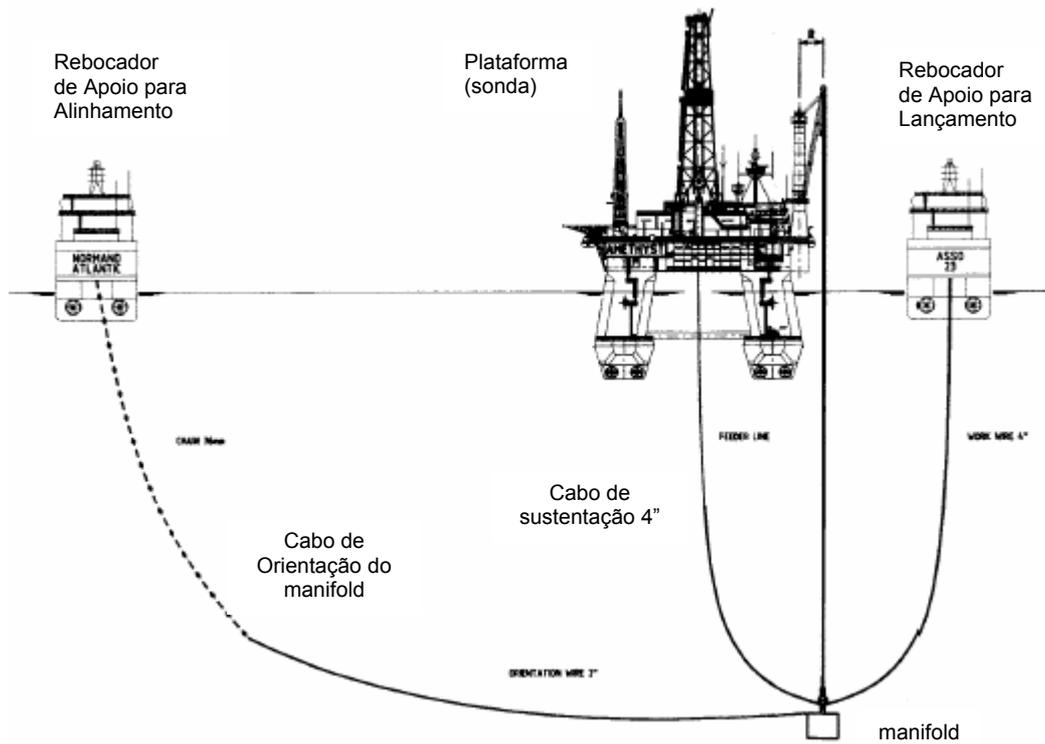


Figura 2.4-16 Esquema ilustrando o início do lançamento do manifold

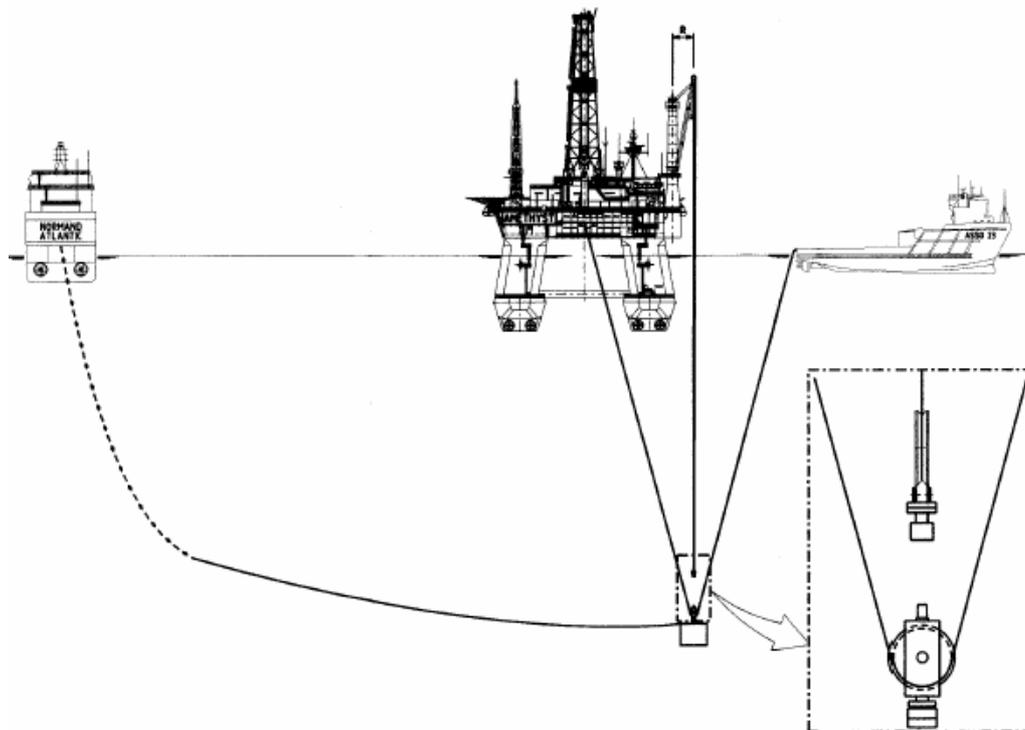


Figura 2.4-17 Esquema ilustrando a transferência de carga da sonda para o rebocador

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 2.4-18 ilustra o assentamento do manifold no leito marinho.

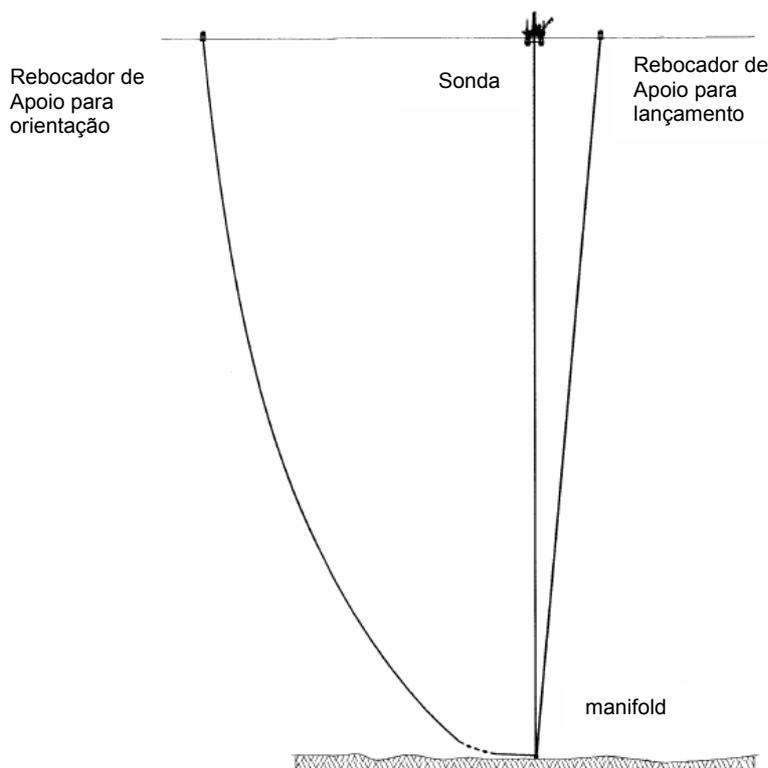


Figura 2.4-18 Ilustração do assentamento do manifold no leito marinho

E.1.2. Dutos

Estudos de viabilidade técnica-econômica têm sido desenvolvidos de modo a se definir qual será o procedimento de instalação mais adequado do sistema de escoamento da produção da UEP P-52, o qual será formado por linhas rígidas.

O procedimento a ser adotado exige o emprego de uma embarcação especializada, com equipamentos específicos para o método conhecido por *Reel-Lay*. Neste método, 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 bobinamento (*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.

Os procedimentos de lançamento dos dutos terão o suporte de inspeção visual submarina através de ROV de uma segunda embarcação. A Figura 2.4-19 ilustra a etapa de conexão do oleoduto (*pull-in*) na UEP P-52 após o seu lançamento.

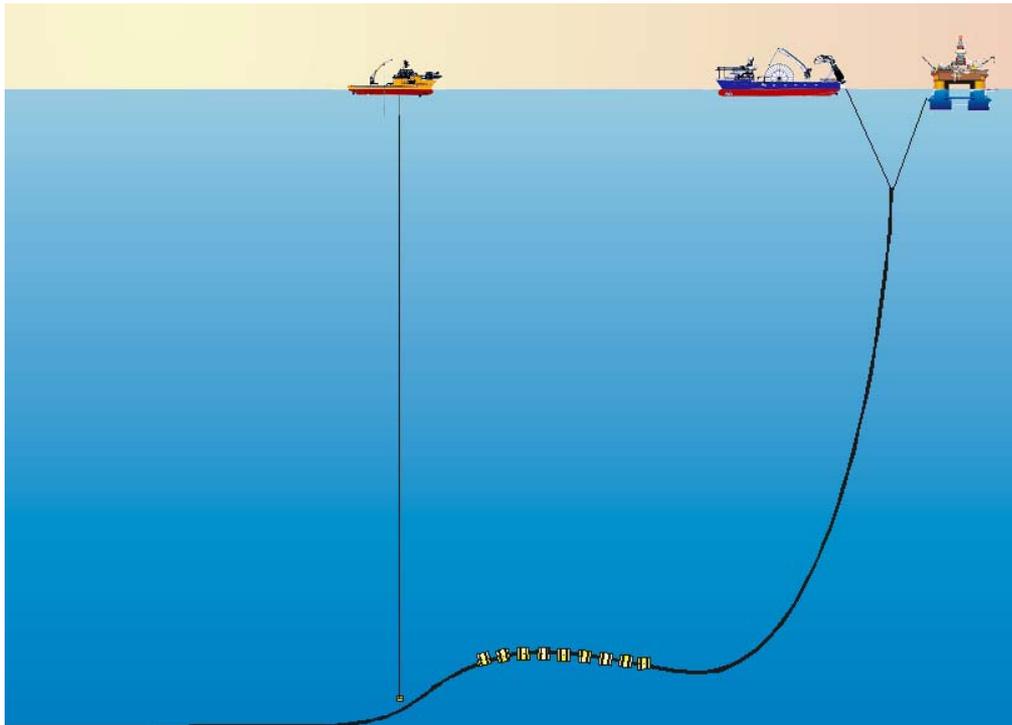


Figura 2.4-19 Ilustração do lançamento e conexão do oleoduto à P-52

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.

O processo de definição das embarcações envolvidas no lançamento dos dutos está em fase final de conclusão, de modo que no momento não são conhecidos os navios que realizarão tais atividades. Entretanto, os mesmos serão semelhantes aos apresentados na Figura 2.4-20 abaixo.



Figura 2.4-20 Tipo de embarcação a ser empregada nas atividades de instalação dos dutos

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 depressurização deve ser feita a uma taxa não superior a 108 MPa/hora.

E.2.2. [Linhas Rígidas](#)

Após o lançamento dos dutos, os mesmos serão testados hidrosticamente com a pressão de 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.

- **Gasoduto Rígido**

- 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 2.4-11; 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 481m³ de água aditivada para completa inundação do duto, cujos aditivos químicos que compõem este fluido de preenchimento e corante estão apresentados no Quadro 2.4-11 abaixo.

- **Oleoduto Rígido**

- Após a instalação completa do oleoduto, este será alagado com água do mar, através de abertura de válvulas por ROV;
- Passagem de *pigs* de limpeza e calibração, bombeados com água aditivada; 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.
- Após o teste hidrostático, o duto será depressurizado permanecendo alagado até a interligação com a UEP.
- O descarte do fluido 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 produzido na P-52. O fluxo será alinhado de modo a ser descartado na superfície do mar até a chegada do primeiro *pig*.

Para o teste hidrostático, utilizar-se-á cerca de 8.800 m³ de água aditivada para completa inundação do duto, cujos aditivos químicos que compõem este fluido estão apresentados no Quadro 2.4-11 abaixo.

Quadro 2.4-11. 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	Agena
Corante	Solução de Fluoresceína a 20%	25 ppm	-	-

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 2.4-12 apresenta a produção média diária de óleo estimada para Fase 2 do Módulo 1A do campo de Roncador no período de exploração de 2006 a 2034. Já a Figura 2.4-21 apresenta as curvas de produção média e acumuladas previstas.

Quadro 2.4-12. Produção diária prevista de óleo pela UEP P-52.

ANO	Óleo (m ³ /dia)	ANO	Óleo (m ³ /dia)
2006	1.124	2021	8.640
2007	15.823	2022	7.875
2008	25.815	2023	7.205
2009	26.421	2024	6.673
2010	25.100	2025	5.673
2011	22.053	2026	4.605
2012	21.122	2027	3.869
2013	16.776	2028	3.354
2014	14.693	2029	3.136
2015	13.296	2030	2.874
2016	12.412	2031	2.572
2017	11.052	2032	2.407
2018	11.036	2033	2.196
2019	10.471	2034	1.989
2020	9.738	-	-

Fonte: PETROBRAS

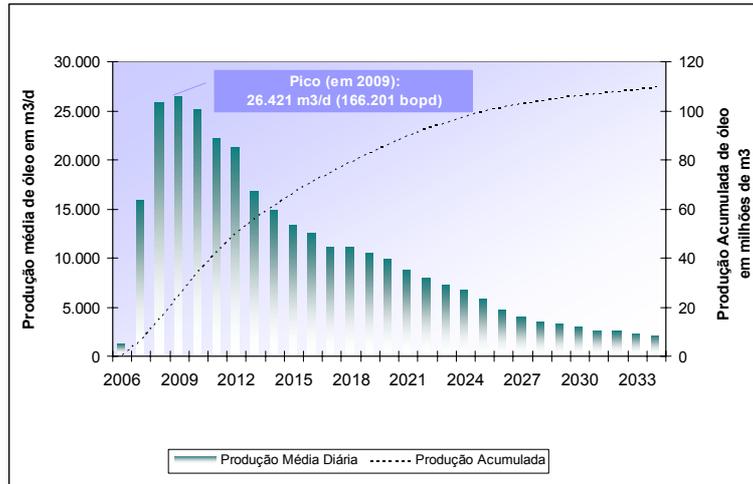


Figura 2.4-21. Curva prevista de produção de óleo ao longo de 29 anos de desenvolvimento da Fase 2 do Módulo 1A do campo de Roncador.

De acordo com o apresentado, verifica-se que a produção máxima prevista de óleo, de cerca de 26.421 m³ / dia, ocorrerá em meados de 2009 decrescendo de forma não-linear até cerca de 2.000 m³ / dia ao final do período de desenvolvimento do módulo, quando, então, prevê-se uma recuperação de quase 110 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 2.4-13 a seguir e ilustrada na Figura 2.4-22.

Quadro 2.4-13 Produção 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)
2006	0,140	2021	1,013
2007	2,160	2022	0,910
2008	3,273	2023	0,830
2009	3,240	2024	0,768
2010	3,026	2025	0,655
2011	2,637	2026	0,532
2012	2,582	2027	0,446
2013	1,983	2028	0,385
2014	1,729	2029	0,360
2015	1,562	2030	0,330
2016	1,724	2031	0,296
2017	1,284	2032	0,277
2018	1,275	2033	0,253
2019	1,211	2034	0,229
2020	1,127	-	-

Fonte: PETROBRAS

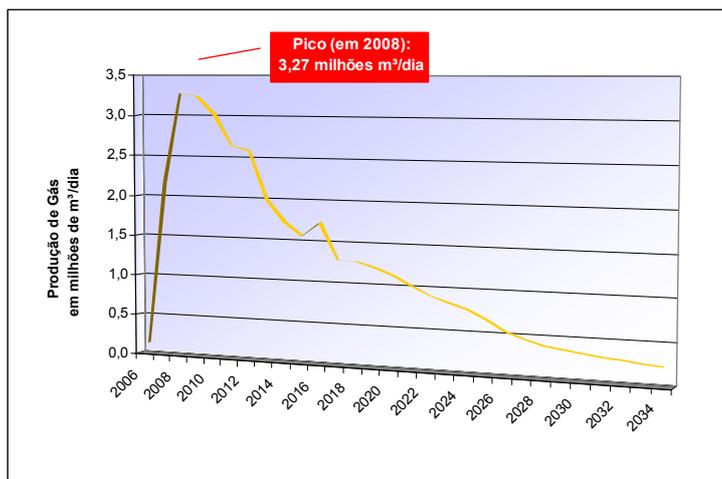


Figura 2.4-22. Curva de Produção de Gás estimada para o período de desenvolvimento da Fase 2 do Módulo 1A do campo de Roncador.

F.3. Água Produzida

O Quadro 2.4-14 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 2.4-23, 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 13.761 m³/d. Esta água produzida será lançada ao mar após devido tratamento de acordo com a legislação pertinente (Resolução CONAMA 20), conforme descrito no item 2.4 K.

Quadro 2.4.14. Estimativa da produção diária de água produzida pela P-52

ANO	Água Produzida (m ³ /dia)	ANO	Água Produzida (m ³ /dia)
2006	215	2021	12.181
2007	1.592	2022	10.747
2008	1.777	2023	10.498
2009	2.492	2024	10.263
2010	3.688	2025	10.923
2011	4.956	2026	9.449
2012	9.238	2027	8.388
2013	10.211	2028	7.987
2014	10.734	2029	8.128
2015	11.714	2030	8.340
2016	12.245	2031	8.363
2017	12.844	2032	8.540
2018	13.146	2033	8.495
2019	13.761	2034	7.702
2020	13.437	-	-

Fonte: PETROBRAS

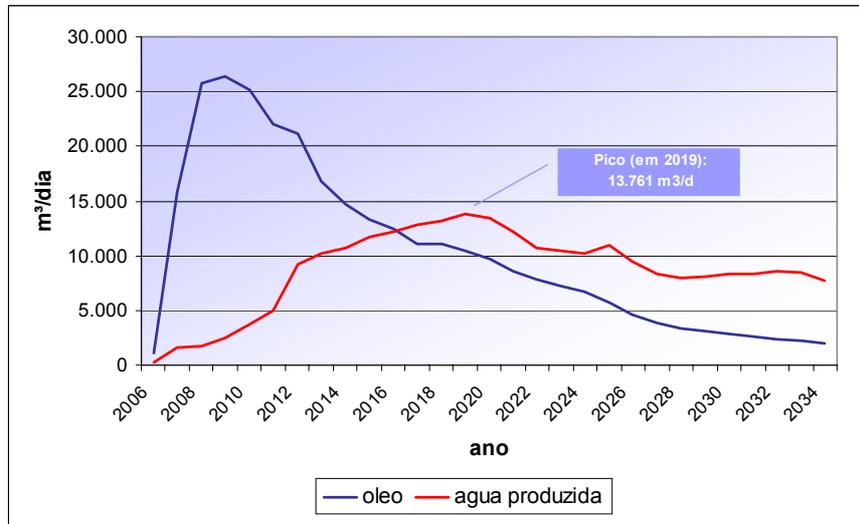


Figura 2.4-23. Curva de produção de água ao longo do período de desenvolvimento da Fase 2 do Módulo 1A do campo de Roncador

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 2.4-15 e na Figura 2.4-24, o pico de água de injeção ocorrerá em 2008 sendo cerca de 40.913 m³/dia. Após este pico, verifica-se uma redução para até cerca de 10.000 m³ de água por dia no final do período de desenvolvimento do campo.

Quadro 2.4-15. Injeção diária de água estimada pela P-52

ANO	Água (m ³ /dia)	ANO	Água (m ³ /dia)
2006	1.842	2021	26.791
2007	23.925	2022	25.816
2008	40.913	2023	24.568
2009	40.772	2024	23.280
2010	39.802	2025	22.392
2011	38.769	2026	20.278
2012	38.218	2027	14.433
2013	37.255	2028	13.751
2014	36.002	2029	14.046
2015	34.912	2030	9.873
2016	33.928	2031	10.604
2017	33.119	2032	11.088
2018	32.534	2033	10.623
2019	32.021	2034	9.860
2020	31.359	-	-

Fonte: PETROBRAS

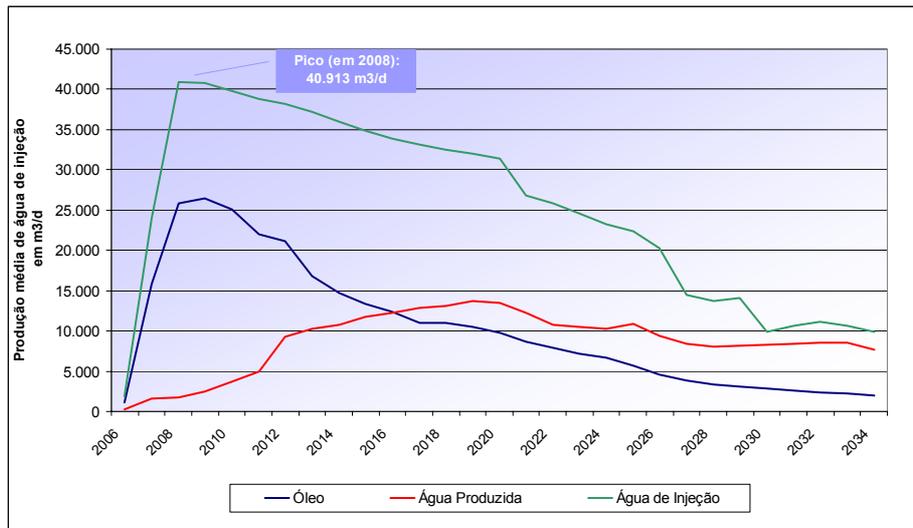


Figura 2.4-24. Curva de injeção de Água ao longo do período de desenvolvimento da Fase 2 do Módulo 1A do campo de Roncador.