

## **II. 2 – CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE**

### **II. 2.1 – Apresentação**

#### **A) Objetivo**

A implantação da Atividade de Produção e Escoamento de petróleo e gás natural no Campo de Siri tem o objetivo de estabelecer o desenvolvimento deste Campo, que irá contribuir para o aumento da produção petrolífera marítima no Estado do Rio Grande do Norte. Para tanto, a PETROBRAS, prevê a instalação de duas plataformas satélites do tipo *Caisson*, denominadas PSIR-1 e PSIR-2, que serão operadas remotamente (desabitadas), e o lançamento das linhas de dutos de escoamento, que irão interligar a estas plataformas ao continente.

As plataformas PSIR-1 e PSIR-2 serão instaladas sobre os poços produtores 3-RNS-143 e 1-RNS-140, respectivamente, e terão seus controles operacionais através do sistema de supervisão remota a partir da plataforma central PUB-2 (plataforma de Ubarana 2), instalada a 16,7 km à nordeste, do Campo de Siri.

Os poços produtores se encontram tamponados temporariamente, e serão completados após a instalação das plataformas. Devido à proximidade do campo de produção à costa, toda a produção de petróleo e gás originada no Campo de Siri será escoada em fluxo bifásico<sup>1</sup> (gasoso e líquido) para o Pólo Industrial de Guamaré, onde o fluido será direcionado para processo de tratamento primário, na Unidade de Tratamento de Processamento de Fluido – UTPF.

#### **B) Cronograma Preliminar**

O projeto de desenvolvimento do Campo de Siri abrange uma série de atividades que estão relacionadas à instalação das plataformas, lançamentos dos dutos de escoamento e a reentrada com a completação dos dois poços já perfurados. A Tabela II.2-1 apresenta o cronograma preliminar para realização das atividades previstas no projeto.

<sup>1</sup> Fluxo bifásico: Escoamento no qual o gás e o líquido seguem juntos sem qualquer tipo de separação

**Tabela II.2- 1: Cronograma Preliminar**

Nome da tarefa	2005	2006												2007
	dez	jan	fev	mar	abr	mai	Jun	jul	ago	set	out	nov	dez	jan
Completação 1-RNS-140														
Completação 3-RNS-143														
Estrutura 1-RNS-140 - lançamento														
Facilidades 1-RNS-140 - montagem														
Estrutura 3-RNS-143 - lançamento														
Facilidades 3-RNS-143 - montagem														
Linha de Escoamento - lançamento														

Fonte: PETROBRAS, 2005.

### C) Localização do Campo

O Campo de Siri está localizado na Plataforma Continental do Rio Grande do Norte a uma distância média 5,5 km da costa, ocupando uma área de aproximadamente de 7,4 km<sup>2</sup> em lâmina d'água que varia entre 03 m e 08 m. No final desta seção é apresentado, na Figura II.2-1, o mapa geo-referenciado de localização.

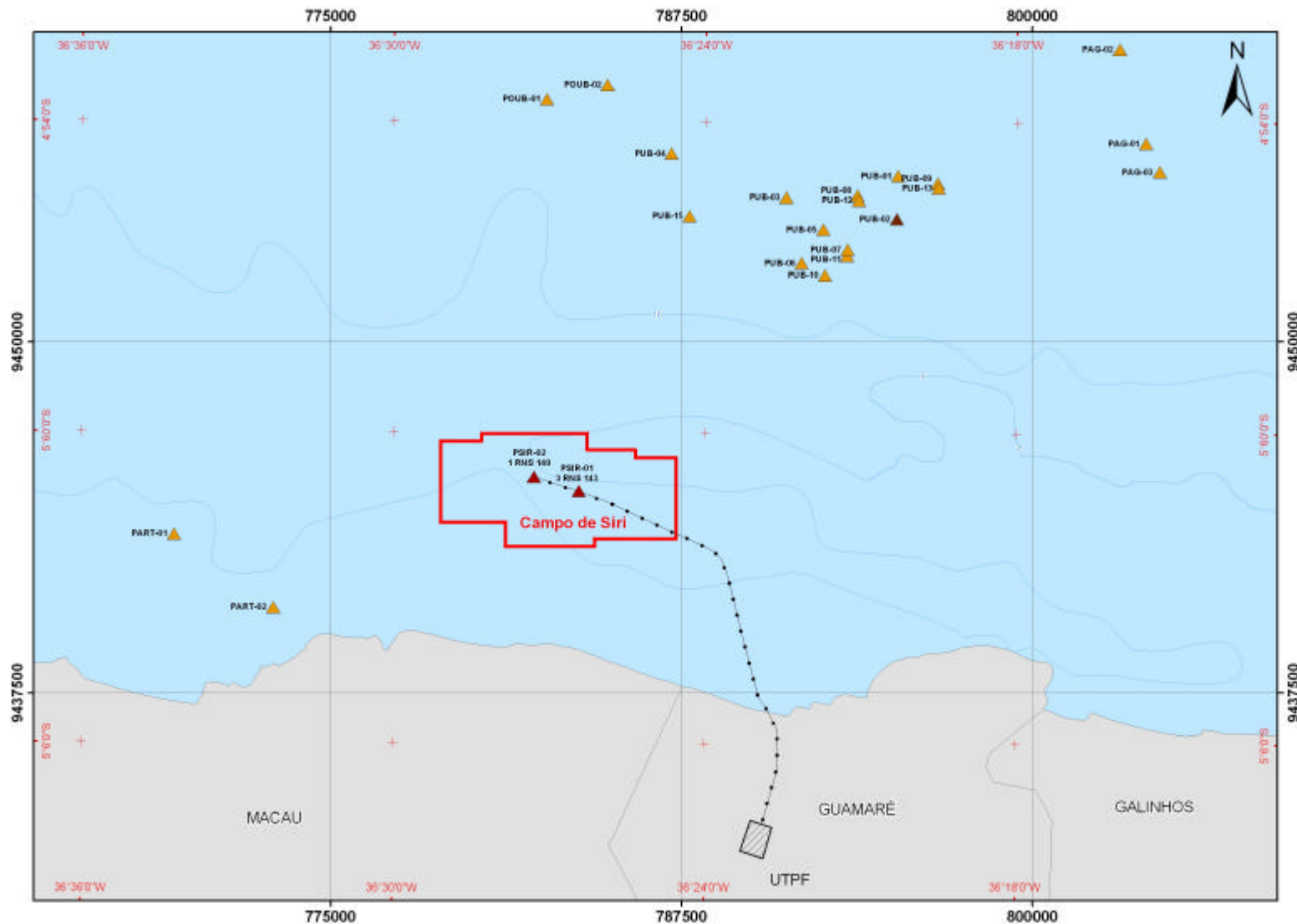
As plataformas PSIR-1 e PSIR-2 serão instaladas em lamina d'água de 7 m, nas coordenadas apresentadas a seguir. A Figura II.2-2 ilustra o mapa esquemático da região marítima.

#### UTM (SAD 69)

Plataforma	X	Y
PSIR-1	783824,25	9444676,63
PSIR-2	782235,18	9445187,67

#### Coordenadas Geográficas

Plataforma	X	Y
PSIR-1	36°26'25" W	05°01'08" S
PSIR-2	36°27'17" W	05°00'52" S



**Figura II.2-2:** Mapa de localização da área na costa do Rio Grande do Norte.

## D) Poços

Para o desenvolvimento do Campo será realizada a completação dos poços produtores 3-RNS-143 e 1-RNS-140.

Os estudos de caracterização do reservatório demonstram que o poço pioneiro 1-RNS-140 é produtor de óleo, com gás associado devido às condições de formação das jazidas e sendo classificado como não surgente, pois a pressão do reservatório não é suficientemente elevada para que o fluido contido no poço seja deslocado para a superfície livremente. Em função dos resultados das características físico-químicas e das propriedades PVT dos fluidos do poço 1-RNS-140 (apresentados no item II.2.4-G), que correspondem à zona de interesse na profundidade de 1478,0 metros (Zona ALG-C da formação Alagamar). Nas discussões técnicas ambientais será considerada apenas a produção efetiva de óleo, apesar de haver gás em solução na mistura líquida de hidrocarbonetos sob determinadas condições de pressão e temperatura, tendo em vista o pequeno volume de gás a ser produzido neste poço.

O poço 3-RNS-143, produtor de gás, foi classificado como poço surgente, ou seja, a pressão do reservatório é suficiente para que o fluido contido no poço seja deslocado livremente para a superfície. A Tabela II.2-2 apresenta a localização, o tipo de inclinação, a profundidade e o diâmetro do revestimento de cada poço.

**Tabela II.2- 2: Localização dos poços**

POÇO	PLATAFORMA	TIPO DE INCLINAÇÃO	PROFUNDIDADE DE CADA FASE (METROS)	DIÂMETRO DO REVESTIMENTO (POLEGADAS)	LÂMINA D'ÁGUA (METROS)	COORDENADAS UTM (SAD 69)	
						X	Y
1-RNS-140	PSIR-2	Vertical	110	20	7	782235,18	9445187,67
			382	13 3/8			
			787,5	9 5/8			
			1580	7			
3-RNS-143	PSIR-1	Vertical	109	30	7	783824,25	9444676,63
			413,2	20			
			849,7	13 3/8			
			1113,7	9 5/8			

### **E) Localização das Unidades de Produção**

As plataformas simplificadas que compõem o projeto de desenvolvimento do Campo do Siri serão instaladas a aproximadamente 5,5 Km da costa, sobre os dois poços produtores, em lâmina d'água de 7 m. A Figura II.2-1 ao final desta seção apresenta o mapa geo-referenciado de localização das Unidades de Produção e da linha de escoamento.

### **F) Incremento na produção do Estado**

A produção inicial prevista de gás e óleo do projeto representará um incremento de 3% na produção de gás e 0,5% na produção de óleo da área marítima do Rio Grande do Norte. Este incremento visa garantir o suprimento devido ao aumento de demanda de gás natural para fins de geração de energia elétrica, abastecimento dos postos de gás veicular nos Estados da PB, PE, RN e CE e gás liquefeito de petróleo (GLP) para atendimento do mercado local, em substituição ao produto importado.

## **II.2.2 – Histórico**

### **A) Histórico das atividades**

O Campo de Siri foi descoberto em agosto de 1997 e fica situado 150 km a noroeste de Natal com área aproximada de 7,4 km<sup>2</sup>. A descoberta ocorreu com a perfuração do poço pioneiro 1-RNS-140, que se encontra fechado em abandono temporário. Este poço revelou a presença de hidrocarbonetos a uma profundidade de 1429 m abaixo do leito marinho no Membro Galinhos da Formação Alagamar, em uma estrutura dômica parcialmente truncada pelo *canyon* de Ubarana.

Quando da perfuração do poço descobridor 1-RNS-140, em 1997, já existiam três poços na área (1-RNS-50, 1-RNS-75 e 1-RNS-112), perfurados nos anos de 1982, 1983 e 1988, respectivamente, todos considerados secos.

O poço 3-RNS-143 foi perfurado no mês de julho de 2001, visando testar a continuidade a sudeste da acumulação de óleo descoberta pelo poço 1-RNS-140,

em reservatórios do Membro Galinhos da Formação Alagamar. A perfuração deste poço revelou a presença de gás natural nos reservatórios carbonáticos da Formação Ponta do Mel, e não chegou a atravessar a formação Alagamar devido a problemas operacionais surgidos durante a atividade de perfuração.

Em setembro de 2001, foi perfurado o poço 3-RNS-146D, visando também, testar a continuidade da ocorrência de óleo descoberta pelo 1-RNS-140. Este poço apresentou os reservatórios da formação Alagamar mais baixos que o previsto, e com presença de água, sendo portanto considerado seco.

Em dezembro de 2001, foi perfurado o poço 3-RNS-147B, a oeste do 1-RNS-140, que objetivava pesquisar a extensão da descoberta de gás do 3-RNS-143 e testar a continuidade, nessa mesma direção, do óleo descoberto pelo 1-RNS-140.

Foi constatado o topo da Formação Ponta do Mel abaixo do previsto e os reservatórios do Membro Galinhos da Formação Alagamar com pequenas espessuras porosas com óleo, sendo o poço classificado como produtor sub-comercial de óleo. O poço 3-RNS-147B ficou fora da área de concessão concedida pela ANP para esse Campo.

Os poços 1-RNS-140 e 3-RNS-143 foram revestidos para produção e todos os demais poços foram abandonados definitivamente após suas respectivas avaliações. O histórico de perfuração dos poços existentes na área de concessão do Campo de Siri, incluindo o poço 3-RNS-147B, é apresentado na Tabela II.2-3.

Até o momento não houve produção comercial de óleo, portanto não existem dados referentes aos históricos de produção nem de injeção de fluidos nos poços do Campo de Siri.

**Tabela II.2-3: Poços perfurados na área**

POÇO	ANO DE PERFURAÇÃO	CLASS.	GEOMETRIA	TIPO	SITUAÇÃO ATUAL
1-RNS-050	1983	Pioneiro	Vertical	Produtor Sub-comercial de Óleo	Abandonado
1-RNS-075	1984	Pioneiro	Vertical	Seco	Abandonado
1-RNS-112	1988	Pioneiro	Vertical	Seco	Abandonado
1-RNS-140	1997	Pioneiro	Vertical	Produtor de Óleo	Revestido
3-RNS-143	2001	Extensão	Vertical	Produtor de Gás	Revestido
3-RNS-146D	2001	Extensão	Vertical	Seco	Abandonado
3-RNS-147B	2001	Extensão	Vertical	Produtor Sub-comercial de Óleo	Abandonado

Fonte: PETROBRAS, 2004.

## B) Sumário do Projeto

O projeto de desenvolvimento do Campo de Siri consiste na implantação da Atividade de Produção e Escoamento de petróleo e gás na Região, através do lançamento de 17,3 km de linha de escoamento, instalação das plataformas PSIR-1 e PSIR-2, e a completação nos poços produtores, 1-RNS-140 e 3-RNS-143, que se encontram tamponados e abandonados temporariamente, de acordo com as exigências da Portaria nº 25/2002 da Agência Nacional do Petróleo.

A linha de escoamento a ser lançada, interligará a plataforma PSIR-2 à plataforma PSIR-1 e desta ao Pólo de Guamaré. A linha terá uma extensão total de 17,3 Km de duto, do tipo duto flexível (*coiled tubing* – duto flexível), dividido em dois trechos.

O lançamento da linha de escoamento será executado pela embarcação Mayo, que possui sistema de posicionamento dinâmico por satélite e equipamentos específicos para a disposição do duto.

As plataformas a serem instaladas são tipo *Caisson* e serão operadas remotamente (desabitadas), tendo seus controles operacionais a partir do sistema de supervisão remota instalado na PUB-2 (plataforma de Ubarana 2). A instalação das duas plataformas, bem como a reentrada nos poços, será executada pela plataforma auto-elevatória PA-09 (P-IV).



Na fase preliminar de completação dos poços 1-RNS-140 e 3-RNS-143 será efetuada operação de *tie back* (recomposição da coluna de revestimento do fundo do mar ao deck da plataforma) e posteriormente será executado o destamponamento, que consiste no corte dos tampões de cimento, e em seguida a completação dos poços, que é o conjunto de operações destinadas a equipar o poço, visando a produção.

Para efetuar o corte dos tampões de cimento e completação dos poços serão adotadas medidas de segurança contra a produção indevida e/ou descontrolada dos poços, sendo instalado um sistema de prevenção de *blowout* – BOP.

A completação do poço será realizada com a instalação da coluna de produção e acessórios, destacando entre eles a válvula de segurança de sub-superfície (SSSV - *Subsurface Safety Valve*) de fechamento automático. Sua instalação visa garantir a confiabilidade de segurança das operações, da mesma forma que a instalação da válvula de proteção de *blowout*.

Na concepção inicial do projeto de desenvolvimento do Campo de Siri a escolha do tipo de plataforma foi realizada, principalmente, em função da lâmina d'água e da vazão de produção de petróleo e gás. Tendo em vista a pequena espessura da lâmina d'água e os volumes produzidos, optou-se pela instalação de plataformas fixas. Como o Campo de Siri é relativamente próximo ao Pólo Industrial de Guararé e ao Campo de Ubarana, para otimizar o projeto foi adotada a concepção de pequenas plataformas satélites desabitadas do tipo *Caisson*, produzindo e escoando diretamente toda produção, em fluxo bifásico, para a Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos – UTPF, localizada no Pólo Industrial de Guararé.

No projeto de implantação da Atividade de Produção e Escoamento, o fator que influenciou na decisão da escolha da plataforma auto-elevatória e da embarcação de lançamento, foi o seu desempenho satisfatório em atividades e condições ambientais similares em outras regiões de águas rasas, na Bacia Potiguar.

Durante o planejamento e desenvolvimento do projeto, foram considerados alguns aspectos e medidas em relação às boas práticas ambientais, visando a manutenção da qualidade ambiental na área de influência do empreendimento

durante a execução das atividades, bem como a minimização dos impactos decorrentes destas. Dentre as medidas consideradas, destacam-se:

- Divulgação, através do programa “Aviso aos Navegantes” da Marinha, das áreas de segurança ao redor das plataformas e de arraste do duto de escoamento até a praia, compreendendo uma faixa de 500 m de largura;
- Adoção de procedimentos para tratamento, monitoramento e medição dos efluentes e resíduos gerados, contemplados no Projeto de Controle da Poluição;
- Restabelecimento das condições iniciais da área de praia afetada pelo enterramento do duto;
- Adoção de procedimentos para atendimento às emergências ambientais, com disponibilidade de equipamentos, materiais, instalações e pessoal treinado para ação imediata de controle e reparação de possíveis incidentes ou acidentes ambientais que eventualmente possam acontecer.

### **II.2.3 – Justificativas**

#### **A) Aspectos Técnicos**

A implantação da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás no Campo de Siri viabilizará o desenvolvimento deste Campo e conseqüentemente o aumento da produção petrolífera marítima no Estado do Rio Grande do Norte.

Na concepção do projeto optou-se pela instalação de duas plataformas fixas do tipo *Cassion* desabitadas e pelo escoamento da produção bruta, em fluxo bifásico, dentre outros aspectos, devido à maior simplicidade e segurança destas operações.

As características técnicas deste projeto, atrelada a experiência e a tecnologia empregada pela PETROBRAS, permitem a otimização do processo de exploração dos reservatórios do Campo, tanto no aspecto econômico, como no aspecto de segurança e conformidade ambiental, a exemplo das plataformas similares instaladas nos Campo de Cioba e Oeste de Ubarana, bem como as plataformas *Caisson* dos Campos de Pescada, Arabaiana e Ubarana.

## **B) Aspectos Econômicos**

O incremento da produção na Bacia Potiguar com a instalação do empreendimento do Campo de Siri tem importância para a economia local devido ao pagamento de royalties ao Estado e Municípios, a cobrança do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e a geração de empregos diretos e indiretos como a contratação de empresas prestadoras de serviços para a instalação das unidades de produção, linha de escoamento e outras atividades necessárias para suporte à operação do empreendimento.

As estimativas de vazão previstas para a partida de produção do campo são 600 bbl/dia para o óleo e 120 Mm<sup>3</sup>/dia para o gás, aumentando a participação dos royalties no Estado em cerca de R\$ 19.650.000,00 durante a vida útil do empreendimento que é de 25 anos, sendo que, desse total, R\$ 4.900.000,00 deverá ser realizado nos três primeiros anos de operação no campo, segundo dados da PETROBRAS. Estes recursos financeiros, distribuídos pelos municípios certamente permitem um maior aporte de capital para diversos tipos de investimentos que podem promover o crescimento econômico das áreas sob influência do empreendimento.

A produção de óleo e gás no Estado do Rio Grande do Norte possui um histórico de contribuição significativa para o desenvolvimento econômico da região, caracterizando a Bacia Potiguar como um dos grandes centros econômicos de exploração e extração mineral do País, comparado com outras regiões do território brasileiro. O Campo de Siri irá aumentar a capacidade de produção da bacia, consolidando o estado como um importante produtor de petróleo e gás natural gerando incremento no desenvolvimento econômico.

## **C) Aspectos Sociais**

A PETROBRAS tem desenvolvido uma série de atividades e programas com o objetivo de promover a melhoria da qualidade de vida das comunidades, bem como de sensibilizar e conscientizar a sociedade local sobre as questões ambientais. Desta forma, a atividade a ser desenvolvida englobará, além do pagamento de *royalties* para os municípios envolvidos e da contratação de mão-

de-obra local, a implementação de projetos para a comunidade local, a exemplo dos programas já existentes tais como: Projeto Crescer, Horta Comunitária, Programa de Criança, Programa de Distribuição de Recipientes de Coleta Seletiva de Resíduos, incentivos a grupos folclóricos e patrocínio de museus históricos e arqueológicos.

#### **D) Aspectos Locacionais**

A justificativa para a implantação do empreendimento na região, Bacia Potiguar, é subsidiada pela presença do Pólo de Guamaré, que é um complexo industrial que apresenta uma infra-estrutura para recebimento, tratamento e distribuição de óleo e gás para o Rio Grande do Norte. O Pólo também atende os municípios dos estados de Ceará, Pernambuco e Paraíba, através do gasoduto Nordesteão e Gasfor.

A construção da futura unidade de gás natural no Pólo para ampliar a capacidade de processamento e garantir o abastecimento do mercado regional de gás, especialmente para atender a demanda das termelétricas Termoçu e Termoceará (MPX), indica a consistência do planejamento estratégico e logístico para aumentar a participação do gás natural na matriz energética do País e, sobretudo, na região do Rio Grande do Norte e Estados vizinhos.

Desta forma, a instalação do empreendimento no Campo de Siri a uma distância média de 5,5 km de distância da costa, associada a infra-estrutura operacional disponível no Pólo, e do planejamento do aumento da capacidade de processamento de gás, são justificativas que demonstram um projeto integrado e alinhado com a estratégia de geração de energia do governo federal, favorecendo principalmente a disponibilidade e o aumento da oferta de gás para os Estados Ceará, Rio Grande do Norte, Pernambuco e Paraíba.

#### **E) Aspectos Ambientais**

Os aspectos ambientais foram contemplados desde a fase de planejamento do empreendimento e serão considerados durante todo o seu ciclo de vida, garantindo a devida segurança e o adequado gerenciamento ambiental. Para

tanto, propostas de projetos ambientais desenvolvidos estão incluídas na seção II.7 – Medidas Mitigadoras e Compensatórias e Projetos de Controle e Monitoramento.

A estrutura deste empreendimento com plataformas desabitadas, onde cada unidade marítima opera com um único poço e o tratamento dos fluidos produzidos sendo realizado no Pólo de Guamaré constituem uma concepção de projeto simplificado.

Os aspectos de segurança ambiental do projeto atendem as normas de engenharia e as melhores práticas e procedimentos para atividades de exploração e produção de petróleo, com a finalidade de garantir que sistemas críticos com potencial de derrame de óleo operem em redundância e constantemente monitorado para prevenir eventual falha operacional. A PETROBRAS possui um histórico de mais de 25 anos de atividade na Bacia Potiguar, adquirindo conhecimento e a experiência necessária para implementação do sistema de produção visando o menor potencial de impacto ambiental.

A implantação do empreendimento na região do Rio Grande do Norte irá aumentar a disponibilidade de gás natural para o mercado consumidor da Região, caracterizando um importante aspecto ambiental, pois o gás natural é uma fonte de energia mais limpa, comparando com outras fontes utilizadas comercialmente no País (óleo combustível, óleo diesel, carvão e lenha). A disponibilização de gás natural é fator que proporciona o incremento deste insumo na matriz energética, reduzindo o uso de óleos (combustíveis pesados) para o fornecimento de energia.

## **II.2.4 - Descrição das Atividades**

### **A) Descrição do Processo de Produção**

O Sistema de Produção do Campo de Siri será composto por duas plataformas simplificadas tipo *Caisson*, similares a PCIO-1, POUB-1, POUB-2, PARB-1, PARB-3 e PUB-15 (plataformas instaladas nos Campos de Cioba, Oeste de Ubarana e Arabaiana), interligadas entre si, denominadas PSIR-1 e PSIR-2, instaladas sobre dois poços produtores, 3-RNS-143 e 1-RNS-140,

respectivamente, e um sistema de escoamento, formado por 17,3 km de duto do tipo duto flexível.

A produção bruta de óleo originada na plataforma PSIR-2 escoará por um duto de 1,8 km de extensão e diâmetro nominal de 4" até plataforma PSIR-1, que por sua vez irá escoar, em fluxo bifásico, toda a produção do Campo de Siri para a Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos, através do duto de escoamento com aproximadamente 15,5 km de extensão e diâmetro nominal de 6".

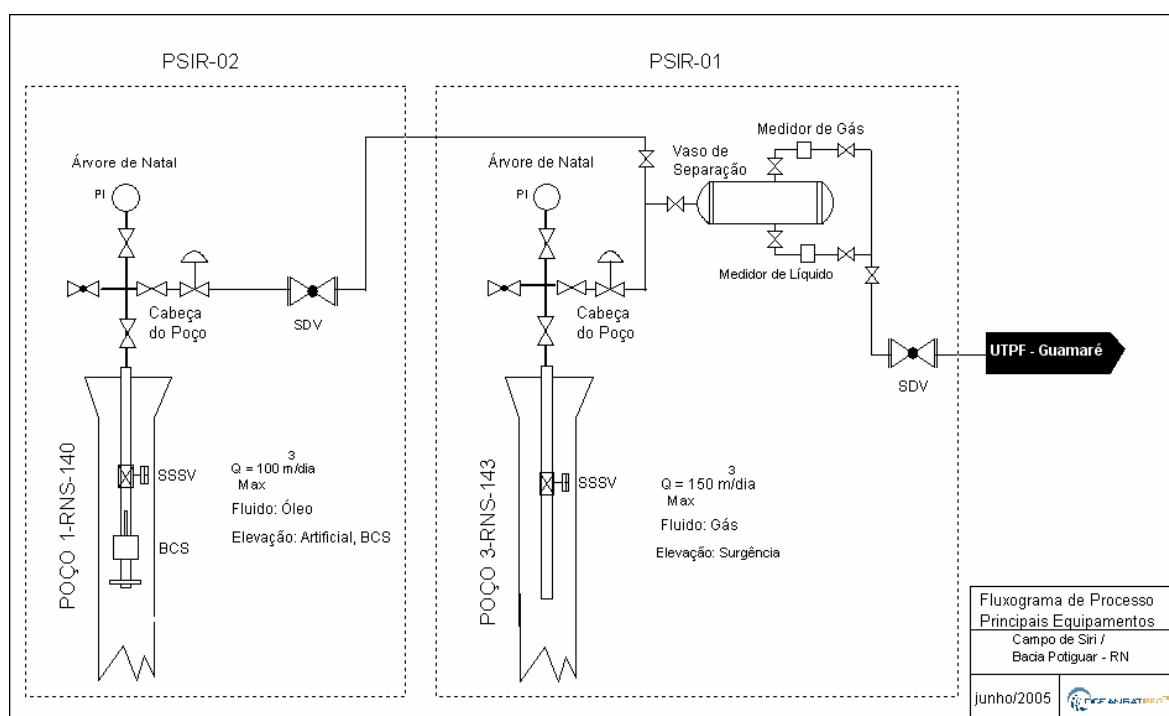
Na plataforma PSIR-2, a produção consiste na passagem do fluxo do fluido oriundo do poço produtor 1-RNS-140 pelo sistema de válvulas de controle, localizadas na cabeça do poço e na Árvore de Natal seca, situada no deck de produção da plataforma.

O fluxo será gerado através do mecanismo de elevação artificial obtido por meio de BCS (Bombeio Centrífugo Submerso), devido à incapacidade do reservatório gerar energia suficiente para atender a vazão de produção. O fluido produzido por este poço será então direcionado diretamente para a plataforma PSIR-1 para medição.

O processo de produção realizado na plataforma PSIR-1 ocorre com a extração de gás natural do poço 3-RNS-143, através da elevação natural. O sistema de controle da produção é formado por um conjunto de válvulas que compõe a árvore de natal tipo seca, situada no deck da plataforma, similar à plataforma PSIR-2. A produção oriunda, deste poço, juntamente com a produção proveniente do poço 1-RNS-140, será direcionada para o vaso separador de medição, que possui a capacidade operacional de carga de 150 Mm<sup>3</sup> gás /dia e 100 m<sup>3</sup> óleo /dia, operando a temperatura de 50 °C e pressão de 30 kgf/cm<sup>2</sup>. Este equipamento estará instalado na plataforma PSIR-1 e tem função de separar a fração líquida da fase gasosa para se executar a medição operacional das duas fases, distintamente, onde a fase líquida é enviada para um medidor tipo mássico e a fase gasosa é medida utilizando-se placa de orifício. Os dois fluxos, após medição e registro de suas vazões, são novamente unidos em um único fluxo de processo e encaminhados através da linha de escoamento para a Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos (UTPF), localizada no Pólo de Guamaré, de forma contínua, em fluxo bifásico, sem qualquer tipo de tratamento ou

armazenamento temporário. A Figura II.2-3 apresenta o fluxograma simplificado das etapas de produção das plataformas PSIR-1 e PSIR-2.

O monitoramento e todos os controles do processo de produção serão realizados continuamente e em tempo real, através do Sistema Supervisório Automatizado, localizado na plataforma PUB-2 (plataforma de Ubarana 2), permitindo assim, a atuação direta nas variáveis de processo como pressão de produção, temperatura, vazão, níveis do vaso separador de medição, além da atuação remota no fechamento ou abertura de válvulas.



**Figura II.2-3:** Fluxograma simplificado das etapas de processo de produção

A Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos (UTPF) possui 2 (duas) Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), 1 (uma) Estação de Tratamento de Óleo (ETO), 1 (um) Terminal de Armazenamento e Transferência de Óleo, 1 (uma) Estação de Compressores, 2 (dois) Gasodutos de exportação (Nordestão e Gasfor), 1 (uma) Planta de Diesel, 3 (três) Estações de Tratamento de Efluentes (ETE) e 2 (dois) Emissários Submarinos.

A UTPF receberá a produção bruta do Campo de Siri e a encaminhará para o processamento primário, que consiste na separação das frações líquida e gasosa.

A capacidade de processamento da UTPF é de 75000 m<sup>3</sup>/dia de líquido e 4000 Mm<sup>3</sup>/dia de gás, o qual é suficiente para atender a previsão do incremento da produção do novo Campo, que apresenta um pico de produção de 59 m<sup>3</sup>/dia de óleo e 120 Mm<sup>3</sup>/dia de gás.

Na UTPF, o fluido produzido será encaminhado para os vasos de separação trifásica, separando-o em gás, óleo e água. O princípio de funcionamento dos separadores consiste na mudança brusca de velocidade e direção do fluido quando o mesmo entra no separador e choca-se com defletores. A força da gravidade causa a separação das gotículas líquidas mais pesadas que deixam a corrente de gás e se acumulam no fundo do vaso, onde a emulsão aquosa é acumulada e separada em óleo e água.

Após a separação trifásica, o óleo é tratado, de forma a adequá-lo ao processamento na Unidade de Diesel. A água resultante da separação do óleo produzido, sofre o processamento nas Estações de Tratamento de Efluentes de Guamaré, visando a redução do Teor de Óleo e Graxas (TOG) para o posterior descarte no mar, através dos Emissários Submarinos.

O gás produzido no Campo de Siri, após a separação trifásica será enviado para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN-I/II) e, posteriormente, encaminhado para consumo interno, no próprio Pólo de Guamaré, ou para comercialização, via gasodutos NORDESTÃO e GASFOR.

## ***B) Descrição dos Processos de Instalação para Produção e Escoamento.***

### ***Processo de instalação das Unidades de Produção***

As Unidades de Produção serão instaladas utilizando a plataforma Auto-elevatória PA-09 (P-IV) , sendo empregada a seguinte seqüência operacional:

- Estudo de fundo do solo submarino para reconhecimento da locação;



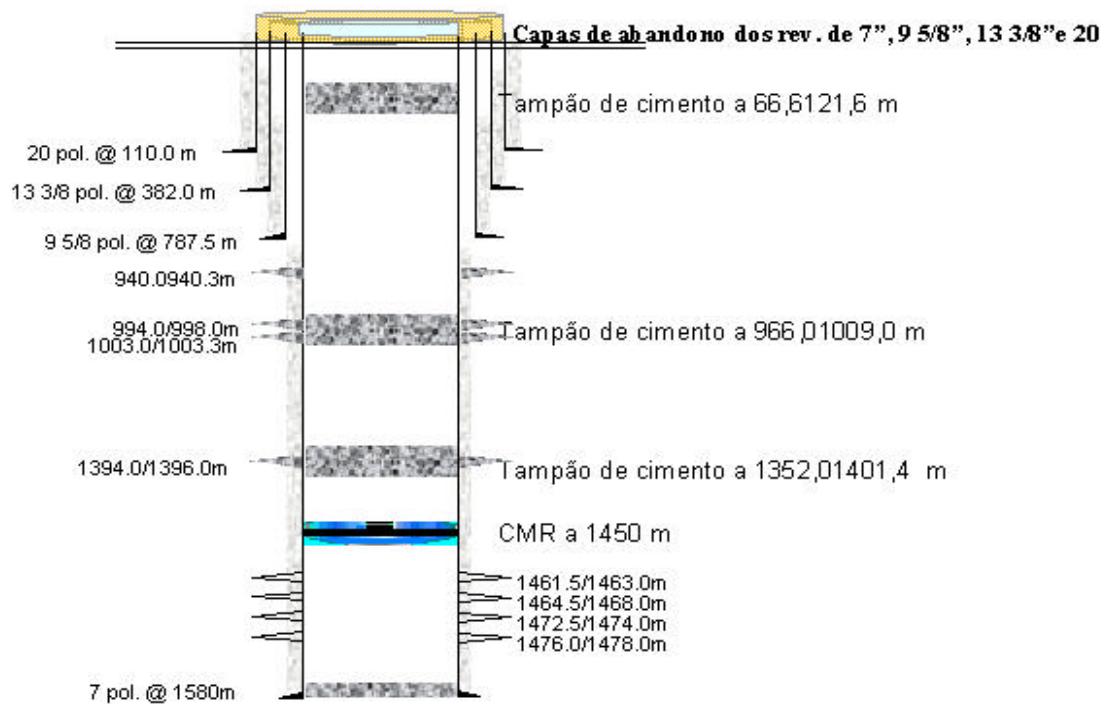
- Sondagem para determinar as características do solo e o dimensionamento da profundidade de cravação;
- Lançamento da jaqueta e cravação das estacas no solo;
- Instalação do convés da plataforma, fixando-o na jaqueta;
- Instalação dos equipamentos de produção na plataforma.

Após a instalação do convés da plataforma, será realizada a reentrada no poço, efetuando a operação de *tie back*, seguido do destamponamento e da completação do mesmo. A descrição sucinta do projeto de completação e da situação atual dos poços 1-RNS-140 e 3-RNS-143, estão apresentadas a seguir:

### **Poço 1-RNS-140**

O poço 1-RNS-140 encontra-se tamponado e abandonado temporariamente, apresentando capas de abandono em todos os revestimentos, um tampão mecânico e três tampões de cimento.

O tampão mecânico está disposto a 1450 m, isolando os canhoneados da formação Alagamar, entre 1478,0 a 1461,5 m. Os tampões de cimento localizados nos intervalos de 1352,0 a 1401,4 m e 966,0 a 1009,0 m, estão isolando e vedando os canhoneados e se encontram a 1394,0/1396,0 m e 994,0/1003,3 m, respectivamente. O tampão de abandono de sub-superfície está disposto entre 66,6 e 121,6 m de profundidade, a partir do leito marinho. Com o objetivo de ilustrar a condição de abandono do poço é apresentada a Figura II.2-4.



**Figura II.2-4:** Esquema de Abandono do 1-RNS-140

A completação do poço 1-RNS-140, consiste na instalação da coluna de produção e equipamentos para elevação artificial, visando a exploração de óleo nos intervalos da Formação Alagamar. A elevação artificial será realizada através do método de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), que é composto de uma bomba centrífuga e um motor elétrico (conjunto de fundo), que é acionado por um cabo elétrico. Além destes equipamentos serão assentados dois packers, que isolarão os intervalos da Formação Ponta do Mel, permitindo apenas a exploração dos fluidos contidos no reservatório da Formação Alagamar.

A instalação do conjunto de bombeio tem como finalidade deslocar o fluido contido nos intervalos da Formação Alagamar para superfície, à vazão desejada, uma vez que o teste do reservatório demonstrou que o poço em questão não é surgente.

As características técnicas e operacionais do conjunto (bomba e motor) estão descritas a seguir:

- Bomba

Vazão Máxima: 100 m<sup>3</sup> / dia;

Capacidade de Elevação: 1400 m.

- Motor Elétrico

Potência estimada: 50 Hp;

Tensão: 900 Volts;

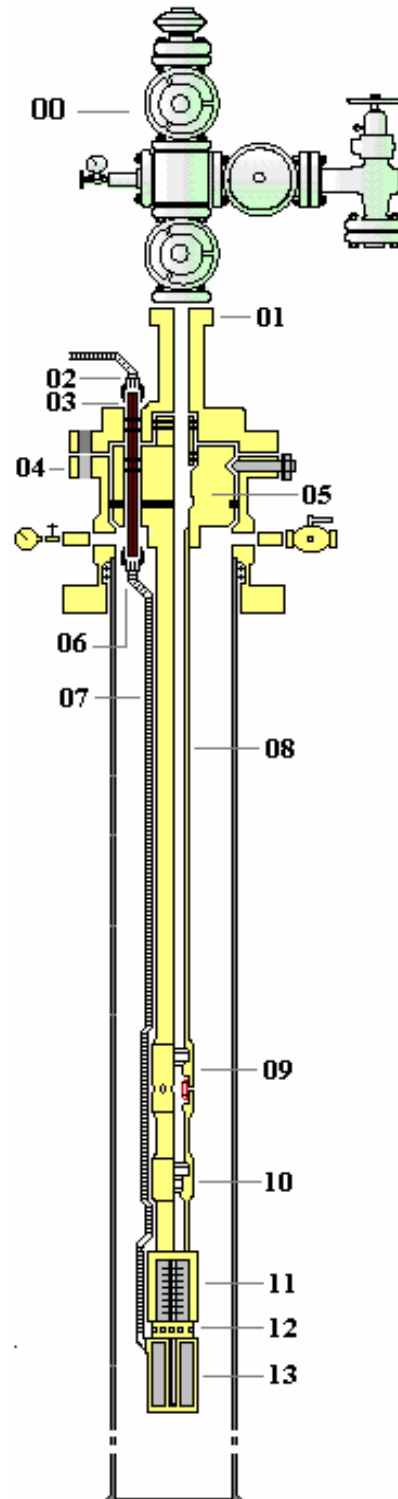
Corrente: 22 Amperes.

A geração de energia elétrica será provida pela PUB-3 (Plataforma de Ubarana 3), através da interligação de um cabo elétrico submarino, que fornecerá energia ao conjunto de bombeio do poço.

A Figura II.2-5 apresenta o Esquema de completação do 1-RNS-140.

### Componentes da Coluna de Produção:

- 00. Árvore de Natal Tipo Cruzeta 2.9/16" x 5000psi
- 01. Adaptador A-3EC 7.1/16" – 2.9/16" x 5000psi
- 02. Pig-Tail de Superfície
- 03. Mandril Eletrosuab
- 04. Cab Prod TC-OO 11" – 7.1/16" x 5000psi.
- 05. Suspensor TC-BEC 6" x 2.7/8"EU BPV 2.1/2"
- 06. Pig Tail de Subsuperfície
- 07. Cabo Elétrico redondo 4AWG
- 08. Tubos 2.7/8"EU 6,5Lb/Pé N-80.
- 09. Válvula Camisa Deslizante CMU 2.31"
- 10. Niple Assentamento "R" 2.25"
- 11. Bomba Centrífuga
- 12. Admissão da Bomba
- 13. Motor Elétrico.

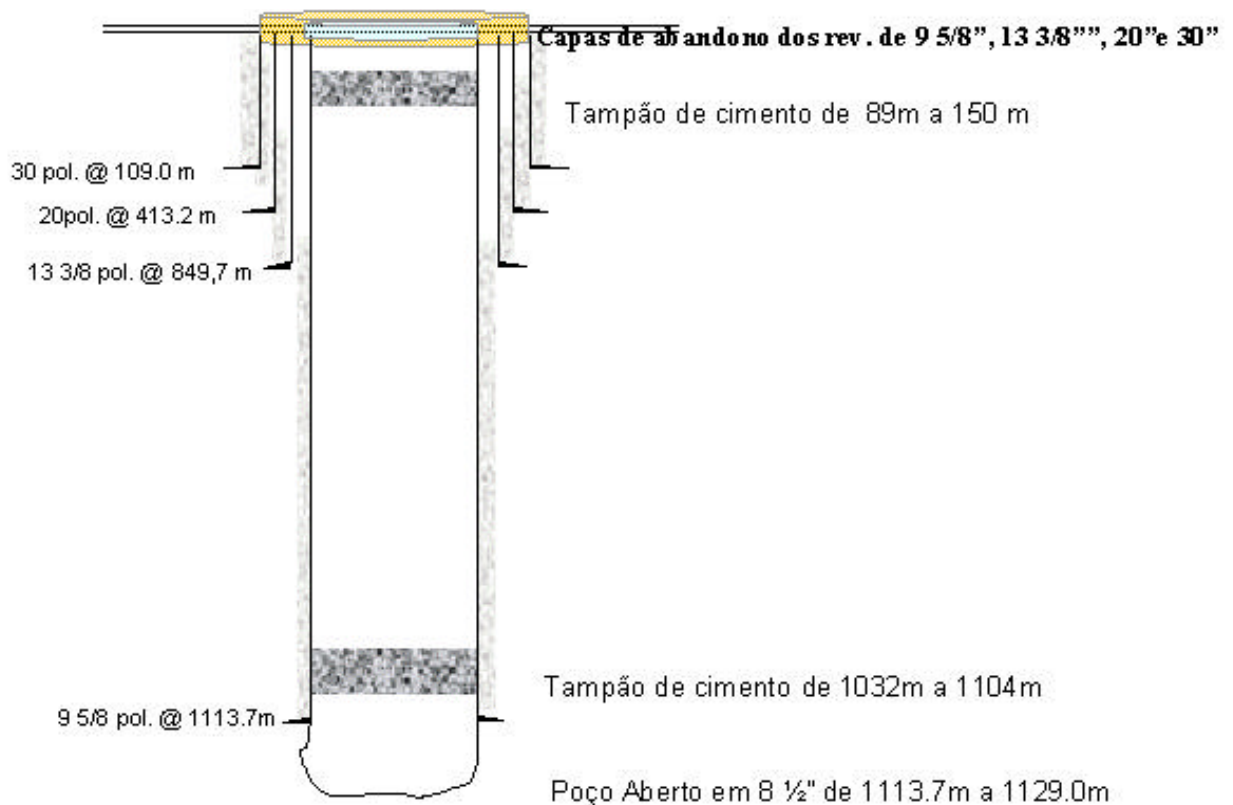


**Figura II.2-5:** Esquema de completação do 1-RNS-140

### Poço 3-RNS-143

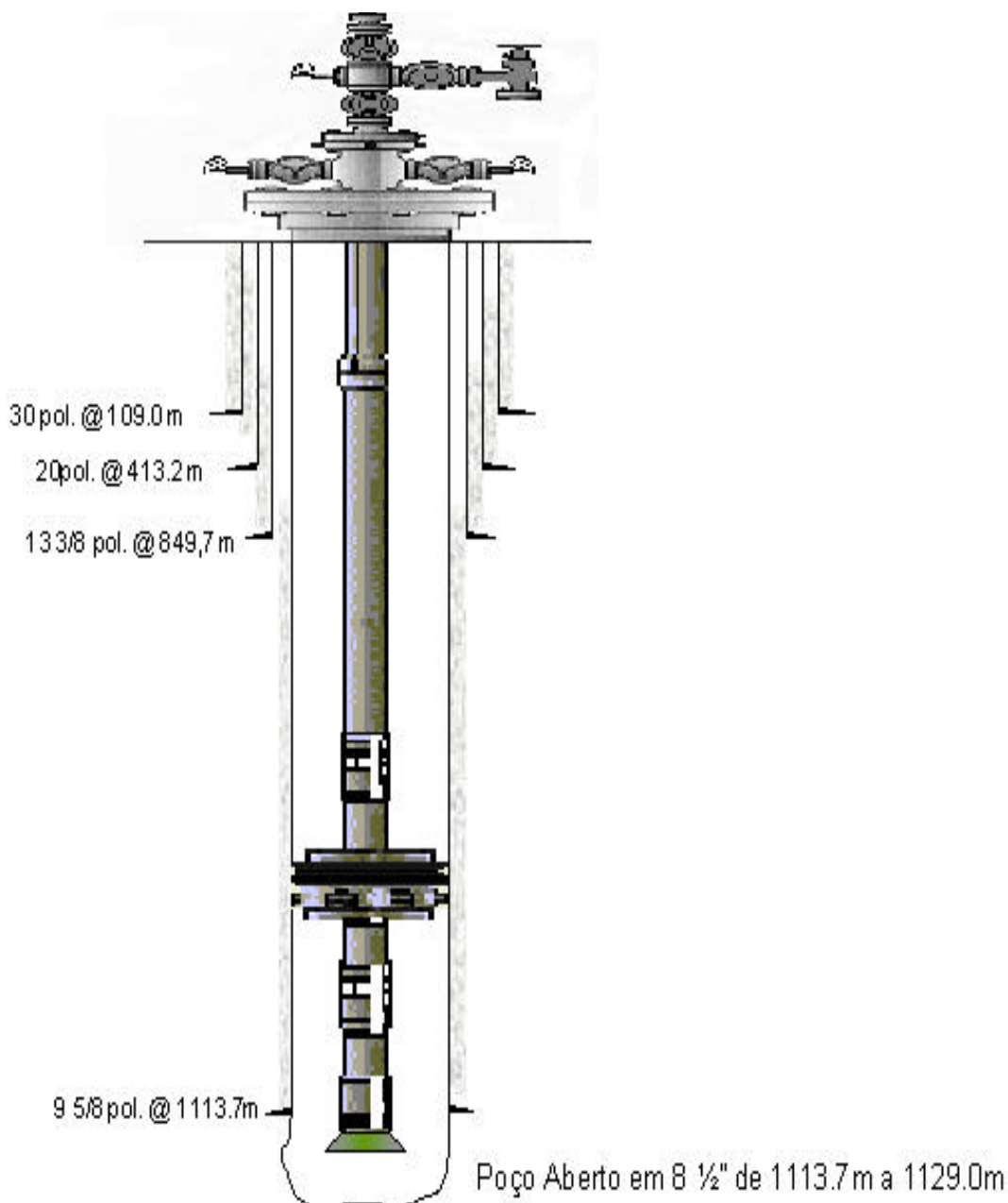
O poço 3-RNS-143 encontra-se tamponado e abandonado temporariamente, apresentando capas de abandono em todos os revestimentos e dois tampões de cimento.

O tampão de fundo localizado entre 1032 e 1104 m isola o trecho de poço aberto, localizado no intervalo entre, 1113,7 e 1129,0 m, da Formação Ponta do Mel, que é portadora de gás. O tampão de abandono de sub-superfície está disposto entre 89 e 150 m de profundidade, a partir do leito marinho. A Figura II.2-6 apresenta o esquema de abandono do poço.



**Figura II.2-6:** Esquema de Abandono do 3-RNS-143

A completação do poço 3-RNS-143, consiste na instalação da coluna de produção e seus acessórios, visando a exploração de gás. O poço será completado para surgência no trecho aberto da formação Ponta do Mel, onde será assentado um packer no revestimento 9 5/8". A Figura II.2-7 apresenta o esquema de completação do 3-RNS-143.



**Figura II.2-7:** Esquema de Completação 3-RNS-143

## **Processo de instalação da linha de escoamento**

O lançamento da linha de escoamento será executado pela embarcação Mayo, que possui recursos avançados de posicionamento, bem como equipamentos para mapeamento e acompanhamento das operações. As características técnicas e operacionais desta embarcação estão descritas de forma sucinta no item E) “Empreendimentos associados e decorrentes”, desta seção.

A linha de escoamento a ser lançada é formada por 17,3 Km de duto do tipo duto flexível, que serão fornecidos em quatro lances de 5 km, reduzindo o número de conexões durante o lançamento.

O processo de lançamento é iniciado com a bobinagem de 5 km de duto flexível em um carretel especial, instalado no convés da embarcação Mayo. Em seguida o duto flexível será fixado em uma das plataformas (*pull in*), e então será desenrolado e alinhado gradualmente à medida que a embarcação navega, seguindo a trajetória previamente estabelecida no projeto, em velocidade sincronizada com o desenrolar do carretel. Esta etapa do processo de lançamento da linha será apoiada por *ROV – Remote Operated Vehicle* (robô submarino operado remotamente), que executará a filmagem contínua de toda a operação, transmitindo as imagens em tempo real para a equipe a bordo da embarcação.

Ao término do lançamento de cada trecho, o duto flexível será abandonado temporariamente no fundo do mar, juntamente com uma bóia de sinalização. Além da utilização da bóia, a posição do ponto de abandono temporário será registrada por GPS, a fim de facilitar a sua localização posterior.

Após o abandono temporário, a embarcação Mayo seguirá para o Porto de Fortaleza para efetuar um novo carregamento de duto flexível, retornando posteriormente ao ponto do abandono anterior, onde realizará a recuperação (pescaria) do trecho abandonado. Depois de recuperado o trecho abandonado, será efetuada a união mecânica das duas extremidades, através de conectores mecânicos flangeados previamente instalados nas extremidades do duto flexível, dando continuidade ao processo de lançamento da linha de escoamento.

Para o lançamento do duto flexível na zona de praia, que corresponde a aproximadamente 500 m, a embarcação irá ancorar junto à praia e efetuar o

desenrolamento do carretel, através do emprego de um guincho localizado em terra, onde o duto será conectado a um cabo de arrasto. O duto flexível seguirá enterrado até a distância de 500 m da costa em direção ao mar, visando à proteção física do mesmo, contra o deslocamento de energia de ondas, que é mais intenso em áreas próximas a zona de praia. Nesta área a vala para instalação será aberta com a utilização de uma bomba de hidrojateamento, operada e controlada com o apoio da embarcação ou mergulhadores, onde será jateado um fluxo de água em direção do solo marinho de maneira a deslocar a areia e abrir a vala. A bomba que será empregada possui um sistema de sonar, que permite identificar com precisão a profundidade da trincheira.

Na instalação da parte terrestre, o duto flexível será lançado em uma canaleta (vala) de 1,2 m de profundidade, aberta com a utilização de retro-escavadeira, junto à faixa de domínio já existente, que consiste em 30 m de largura e 4,8 km de extensão. Para o lançamento do duto flexível na parte terrestre, será utilizado um trator para o alinhamento e disposição do duto na vala. Após o posicionamento do duto flexível, o mesmo será acomodado dentro da vala, sobre um colchão de areia de 10 cm de altura, e posteriormente recoberto com a jazida local.

Ao término do lançamento e posicionamento da linha de escoamento, será realizado o teste de estanqueidade, a fim de avaliar a integridade do duto flexível. O teste de estanqueidade está descrito no subitem E-3) “Teste de Estanqueidade”, do item E) “Empreendimentos Associados”, desta seção e será conduzido conforme os procedimentos estabelecidos pelas Normas PETROBRAS N-462 – Fabricação, Construção e Montagem de Dutos Submarinos e N-464 – Construção, Montagem e Condicionamento de Duto Terrestre

- Procedimentos de reconhecimento e escolha de locações

A PETROBRAS possui um conhecimento relevante da área em estudo em virtude dos empreendimentos que já operam próximos a esta área, na Bacia Potiguar, e da experiência que a Companhia vem acumulando ao longo de suas atividades.

A escolha das locações foi definida a partir da interpretação de dados geológicos da área, obtidos através de levantamentos sísmicos, levantamento



topográfico do fundo do mar e avaliação da estabilidade geológica do solo marinho. Além da execução destas medidas, foi realizado um levantamento geofísico (batimetria, sonar e amostragem – Levantamento Batimétrico e Sonográfico dos Corredores entre as plataformas PSIR-1 e PSIR-2/Chegada a Praia do Minhoto) na rota de lançamento do duto submarino do sistema de escoamento, que interligará as Unidades de Produção do Campo de Siri ao Pólo Industrial de Guamaré, com a finalidade de obter um melhor mapeamento do solo marinho. Nas figuras II.2-8, II.2-9, II.2-10 e II.2-11 ao final desta seção, pode-se observar alguns dados geofísicos referentes à rota de lançamento do duto submarino (linha de escoamento).

Para avaliação da estabilidade geológica, foram coletadas quatro amostras de fundo, próximas à área do poço 3-RNS-143, que foram enviadas para caracterização laboratorial, a fim de se obter a composição do solo. O resultado da caracterização de cada amostra é apresentado a seguir:

#### Amostra 1 – Ao Norte da Locação

Composta de 60% de Calcarenito cinza claro/creme acinzentado, bioclástico, grosseiro, desagregado com fragmentos de fósseis e ostracóides e 40% de arenito hialino, grosseiro a médio, subarredondado, quartzoso, seleção regular, desagregado.

#### Amostra 2 – Ao Sul da Locação

Composta de 70% de arenito hialino, grosseiro a médio, subarredondado, quartzoso, seleção regular, desagregado e 30% de calcarenito cinza claro/creme acinzentado, bioclástico, grosseiro, desagregado com fragmentos de fósseis e ostracóides.

#### Amostra 3 – A Leste da Locação

Composta de 80% de arenito hialino, conglomerático a grosseiro, subarredondado quartzoso, seleção regular, desagregado e 20% de calcarenito

cinza claro/creme acinzentado, bioclástico, grosseiro, desagregado com fragmentos de fósseis e ostracóides.

#### Amostra 4 – A Oeste da Locação

Composta de 70% de arenito hialino, conglomerático a grosseiro, subarredondado, quartzoso, seleção regular, desagregado e 30% de calcarenito cinza claro/creme acinzentado, bioclástico, grosseiro, desagregado com fragmentos de fósseis, ostracóides e corais.

- Operação de lançamento, amarração e fixação da linha de escoamento

A operação para lançamento, amarração e fixação será realizada de acordo com as Normas PETROBRAS N-462 – Fabricação, Construção e Montagem de Dutos Submarinos e N-464 – Construção, Montagem e Condicionamento de Duto Terrestre . No subitem “Processo de Instalação da Linha de Escoamento” referente ao item B) “Descrição dos Processos de Instalação para Produção e Escoamento”, está descrita de forma sucinta as etapas de lançamento da linha.

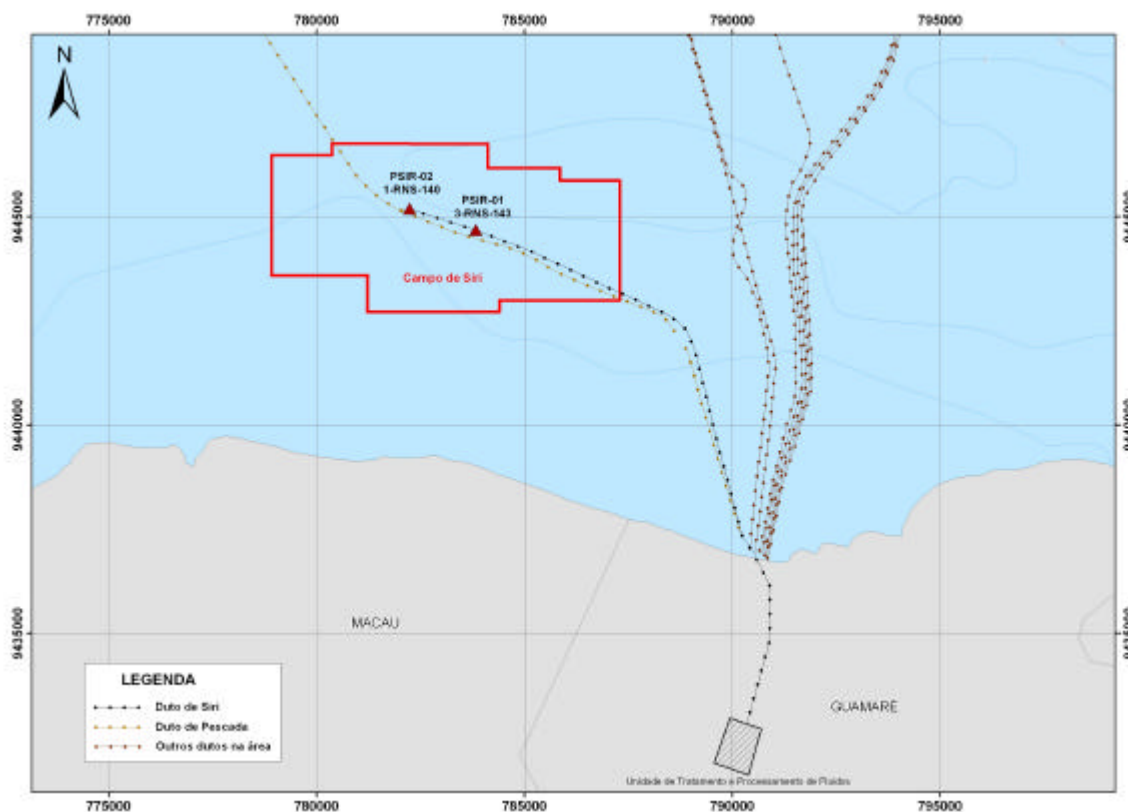
- Mitigação de riscos de interação das linhas a serem lançadas

Com o objetivo de mitigar o risco de interação do duto com linhas e equipamentos existentes na Bacia Potiguar, foram realizados estudos e consultas ao SGO – Sistema de Gerenciamento de Obstáculos, visando identificar as possíveis interações.

O SGO é um banco de dados que armazena todas as informações sobre os equipamentos instalados, estejam eles submersos ou na superfície. Além de fornecer a localização exata dos equipamentos e linhas, o SGO fornece a lâmina d’água em que esses se encontram.

Caso a interação entre dutos seja inevitável (situação que pode ocorrer em áreas próximas à chegada da linha ao Pólo de Guamaré, onde a concentração das linhas é maior), o mesmo será protegido mecanicamente através do uso de

selas especiais e sacos de areia e cimento. Na Figura II.2-12, pode-se visualizar o desenho esquemático da malha dutoviária existentes na região da Bacia Potiguar.



**Figura II.2-12:** Desenho esquemático da malha de dutoviária da região da Bacia Potiguar.

### C) Descrição das Unidades de Produção

As plataformas PSIR-1 e PSIR-2 são Unidades Estacionárias de Produção (UEP), do tipo *Cassion*, que consistem, basicamente em estruturas moduladas de aço, denominadas jaqueta e convés com estrutura preparada para recebimento dos equipamentos necessários à produção. A jaqueta constitui uma estrutura tubular de aço que é cravada no solo para ancoragem e suporte do módulo da plataforma, sendo projetada para resistir a esforços provenientes de ondas e ventos. Esta estrutura tem a finalidade de interligar os convés que são as áreas onde são instalados todos os equipamentos e instrumentos necessários à produção.

Os principais elementos estruturais (perfis soldados, chapas e tubos) que compõem o projeto construtivo das plataformas, serão confeccionados em aço, que apresenta limite de resistência à deformação variando de 200 a 345 MPa. Esta característica construtiva garante uma integridade estrutural capaz de suportar os esforços necessários durante toda a atividade de produção do Campo e as condições ambientais a que serão expostas sem comprometer sua funcionalidade. A Figura II.2-13, apresenta a estrutura metálica do convés de uma plataforma *Caisson*, semelhante as que serão instaladas no Campo de Siri, e no anexo 2-I são apresentadas as plantas das plataformas PSIR-1 e PSIR-2.



**Figura II.2-13:** Convés de uma plataforma *Caisson*

Para o desenvolvimento da Atividade de Produção e Escoamento, as plataformas possuem vários equipamentos, que estão agrupados em sistemas e subsistemas de acordo com as suas funções. A seguir são apresentadas as principais características dos equipamentos, sistemas e subsistemas das plataformas.

### **Sistema 1: Exploração e Produção**

O Sistema é composto pelos equipamentos que fazem a retirada de óleo e gás e pelos equipamentos de controle da produção. Dentre os equipamentos de

exploração e produção destacam-se a coluna de produção, a árvore de natal e os equipamentos auxiliares de superfície. As descrições dos principais equipamentos que compõem este sistema, suas características e funcionalidades são descritas a seguir:

### Coluna de Produção

A coluna de produção consiste de uma tubulação que se estende da zona dos canhoneados do poço até a cabeça de produção instalada na plataforma, possuindo a função de conduzir os fluidos produzidos até a superfície. Sendo composta por uma série de dispositivos como *packer*, válvula de retenção e válvula de segurança de subsuperfície (SSSV - *Subsurface Safety Valve*).

O packer ou obturador é um dispositivo que tem a função principal de isolar (vedar) o espaço anular ente a coluna e o revestimento em cada intervalo produtor, forçando a passagem de toda a produção por dentro da coluna de produção. Outra função do packer é estabilizar a extremidade inferior da coluna de produção evitando que se choque com as paredes do poço ou com o revestimento durante a produção.

A válvula de segurança de subsuperfície (SSSV) permite o fechamento imediato do poço em casos de emergência. Este dispositivo de segurança oferece garantia operacional por ser instalada no interior da coluna, abaixo do nível do solo marinho, além de operar constantemente pressurizada, o que possibilita o seu acionamento mesmo na eventual ocorrência de falhas por perda de sinal. O acionamento da válvula SSSV será demandado quando o sistema de segurança de superfície falhar, caso haja falha mecânica, explosão, incêndio ou qualquer outro desvio operacional de processo.

A extração de fluidos na plataforma PSIR-1 será realizada de forma convencional, através da própria energia de pressão liberada pelo reservatório, utilizando os equipamentos citados acima. Na plataforma PSIR-2, além dos equipamentos descritos, será instalado um sistema de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) para realizar a elevação artificial do fluido, devido a baixa energia do reservatório que é insuficiente para gerar uma vazão adequada de produção, conforme apresentado no projeto de completação do poço 1-RNS-140,

no item “B) Descrição dos Processos de Instalação para Produção e Escoamento” desta seção.

### Árvore de Natal

A árvore de natal que será instalada na plataforma é um equipamento de superfície constituído por um conjunto de válvulas, com a finalidade de permitir, de forma controlada, o fluxo de óleo e gás do poço. As válvulas da árvore de natal são apresentadas a seguir de acordo com a função, e são divididas em: válvula mestra, válvula lateral, válvula choke e válvula de pistoneio.

As válvulas mestras (UM1, LM1, M1 e M2) têm a função principal de fechamento do poço, enquanto as laterais (W1, W2) tem o objetivo de controlar o fluxo, direcionando a produção para a linha de surgência. Para garantia da operacionalidade do processo de controle do poço, a válvula de choke (HV), que permite o controle de vazão do fluido produzido juntamente com as válvulas mestras e as válvulas laterais, possui acionamento hidráulico e pneumático a partir do Sistema Supervisório Automatizado instalado na plataforma central PUB-2 (plataforma de Ubarana 2).

As válvulas de pistoneio de produção (SW1) e do anular (SW2) tem a função de permitir a descida de ferramentas dentro da coluna de produção. As mesmas ficam permanentemente fechadas durante a produção normal do poço e são abertas somente numa necessidade de intervenção do poço (manutenção).

Todas as válvulas que compõem a árvore de natal atuam de forma redundante, ou seja, em caso de falha de qualquer uma das válvulas, existe sempre uma a montante e outra a jusante da válvula que falhou que poderá ser fechada, garantindo assim, uma maior segurança e confiabilidade operacional.

### Equipamentos Auxiliares de Superfície

Os principais equipamentos auxiliares, que serão instalados nas plataformas são: dispositivos pneumáticos, câmaras e acessórios para lançamento e recebimento de PIG para limpeza de dutos, tubo de drenagem (tubo de despejo) para recebimento de descargas de resíduos oleosos, tanques de armazenamento de sequestrante de H<sub>2</sub>S na plataforma PSIR-1, vaso de retenção de líquidos,

unidade compressora de ar para instrumentação, dentre outros dispositivos. Além destes equipamentos, será instalado, apenas na Unidade PSIR-1, um vaso separador de gás e óleo, com a função de medir os respectivos fluidos separadamente, antes de serem enviados a Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos – UTPF, no Pólo Industrial de Guamaré .

As especificações e características operacionais dos equipamentos e dispositivos mecânicos, que serão instalados em cada uma das plataformas são apresentados na Tabela II.2-4

**Tabela II.2-4:** Especificações dos Equipamentos / Dispositivos mecânicos das plataformas

DESCRIÇÃO DO EQUIPAMENTO / DISPOSITIVO	QUANT.	CAPAC. OPERACIONAL	TEMP. DE OPERAÇÃO (°C)	PRESSÃO DE OPERAÇÃO (kgf/cm²)	DIMENSÃO E NOTAS TÉCNICAS
Vaso Separador de Gás e Óleo (apenas para PSIR-1)	1	150 Mm <sup>3</sup> gás /dia e 100 m <sup>3</sup> óleo /dia	50	30	D=810 mm H=2400 mm Equipamento que será instalado apenas na PSIR-1
Tubo de Despejo	1	1,8 m <sup>3</sup>	50	Atm	D=900 mm H=2800 mm
Lançador de Pig na PSIR-1	1	-	60	70	Diâmetro. Duto=6" Classe 600#
Lançador de Pig na PSIR-2	1	-	60	70	Diâmetro. Duto=4" Classe 300#
Recebedor de Pig na PSIR-1	1	-	60	70	Diâmetro. Duto=6" Classe 600#
Recebedor de Pig em Guamaré	1	-	30	70	Diâmetro. duto=6" Classe 300#
Tanque de armazenamento de sequestrante de H <sub>2</sub> S	1	2,5 m <sup>3</sup>	-	-	-
Vaso de retenção de líquidos	1	0,5 m <sup>3</sup>	50	30	D=609 mm H=1800mm
Banco de Baterias 24 VCC	2	530 Ah	-	-	-

DESCRIÇÃO DO EQUIPAMENTO / DISPOSITIVO	QUANT.	CAPAC. OPERACIONAL	TEMP. DE OPERAÇÃO (°C)	PRESSÃO DE OPERAÇÃO (kgf/cm <sup>2</sup> )	DIMENSÃO E NOTAS TÉCNICAS
Quadro de Distribuição 24 VCC	1	-	-	-	Para as cargas de instrumentação, processo, telecom e controle de painéis.
Quadro de Distribuição 24 VCC	1	-	-	-	Para o Sistema de Auxílio à Navegação e Sinalização de Obstáculos Aéreos.
Antena para automação industrial	1	-	-	-	-
Painel hidráulico do poço	1	-	-	-	-
Painel de controle e intertravamento de segurança	1	-	-	-	CLP e rádio-modem
Balsa Inflável	2	6 PAX	-	-	-
Turco	2	2,0 Ton e 0,5 Ton	-	-	-

Fonte: PETROBRAS, 2004.

D= Diâmetro

H = Altura

CLP = Controle Lógico Programável

## Sistema 2: Separação e Medição de Óleo e Gás

O sistema de Separação e Medição, a ser instalado apenas na plataforma PSIR-1, engloba os equipamentos de separação dos fluidos e a estação de medição. O sistema possui um vaso separador que promove a separação do óleo e do gás, oriundo da produção dos poços 1-RNS-140 e 3-RNS-143, com o objetivo de medir os volumes produzidos de óleo e gás de cada componente, uma vez que os fluidos se encontram em mistura bifásica. O separador apresenta a capacidade operacional de 150 Mm<sup>3</sup> de gás/dia e 100 m<sup>3</sup> de óleo/dia a uma temperatura de 50 °C e pressão de 30 Kgf/cm<sup>2</sup>.

A medição da vazão dos fluidos será realizada de forma automática a jusante do vaso separador gás/líquido. A saída de gás do vaso será alinhada para a



estação de medição de gás, composta de placa de orifício, e a saída de líquido será alinhada para a estação de medição de líquido composta de medidores tipo mássico. O teor de água existente na fase líquida será determinado por meio de análise química, a partir de amostras coletadas na saída de líquido do separador. A Tabela II.2-5 apresenta um descritivo das características dos medidores de vazão.

**Tabela II.2-5:** Características do medidor de vazão

	UNIDADE	GÁS	LÍQUIDO
Tipo		Placa de orifício	Mássico
Quantidade	-	01	02
Vazão:			
Máxima	m <sup>3</sup> /dia	150.000	160
Mínima	m <sup>3</sup> /dia	30.000	10
Pressão máx. de trabalho	Kgf/cm <sup>2</sup>	20	20
Temperatura max. De trabalho	°C	40	40
Operação	-	Remota	Remota

Fonte: PETROBRAS, 2004.

### Sistema 3: Supervisão, Controle e Intertravamento de Segurança

A supervisão remota das variáveis de processo será realizada conforme mencionado anteriormente, através do Sistema Supervisório Automatizado instalado na plataforma PUB-2 (plataforma de Ubarana 2). O sistema compreende a interface gráfica do operador com o processo, sistemas e equipamentos da plataforma, provendo os comandos de controle que, permitem a parada de equipamentos, fechamento e abertura das válvulas de segurança e também a visualização das informações das variáveis de processo e alarmes. Estas informações são obtidas através do envio dos sinais dos sensores instalados na plataforma, utilizando a, interface gráfica que permite ao operador de processo a

comparação instantânea entre as variáveis medidas e os set-point's preestabelecidos no sistema de supervisão.

O sistema é constituído de sensores de campo instalados em cada plataforma do Campo de Siri: painel do CLP (Controlador Lógico Programável) e rádio modem acoplado a UTR – Unidade de Transmissão de Dados para o envio dos dados para a plataforma central PUB-2 do Campo de Ubarana. O controle das variáveis de processo do sistema é baseado nos sensores de pressão, nível líquido no separador e temperatura que são posicionados na cabeça do poço no separador de teste da plataforma PSIR-1 e início da linha de produção e na saída da mesma, fornecendo informações em tempo real.

Os transmissores de pressão serão do tipo manométrico, com sensor diafragma, tensão padrão de saída de 4 – 20 mA para medição de ranges de pressão de 0 a 140 kgf/cm<sup>2</sup> e carga de sobrepressão de 350 kgf/cm<sup>2</sup>, com incerteza de medida de 0,1%.

#### **Sistema 4: Geração de Energia**

O suprimento de energia elétrica para o Campo de Siri será através de um cabo elétrico submerso de 13,3 Km de extensão, interligando a plataforma PUB-3, no Campo de Ubarana, à plataforma PSIR-1, e um outro cabo a partir da PSIR-1 até à plataforma PSIR-2, com 1,8 Km de extensão.

#### **Sistema 5: Drenagem**

##### Efluentes Oleosos:

Os efluentes oleosos gerados nas plataformas (resíduos de processos) durante as atividades de produção são admitidos pelo sistema de coleta de cada um dos equipamentos que podem gerar resíduos. Este sistema é formado pelos drenos abertos e fechados e pelas bandejas de contenção (skids) dos equipamentos que, encaminham os efluentes oleosos para o tubo de drenagem (tubo de despejo), através de 3 linhas:

1. Linha de dreno aberto das bandejas de equipamentos: unidades de injeção de sequestrante de H<sub>2</sub>S, lançador e receptor de PIG's e vaso separador;
2. Linha de dreno aberto para hidrocarbonetos: vaso separador de teste;
3. Linha de dreno fechado de equipamentos: vaso separador de teste e vaso de retenção de líquidos, lançador e receptor de PIG's,

A transferência dos efluentes oleosos para o tubo é realizada por diferença de densidade e ocorre apenas no caso de derrames de produtos dos tanques e vasos para as bandejas de coleta dos equipamentos, durante a atividade de manutenção. O resíduo oleoso “sobrenadante” é recuperado por uma bomba pneumática de acionamento local, através da tomada superior da linha de sucção do tubo de drenagem (tubo de despejo), que é conectada ao entroncamento antes da válvula SDV (shut down valve) da plataforma PSIR-1 e PSIR-2, para posterior encaminhamento pela linha de escoamento até a planta de tratamento da UTPF, no Pólo de Guamaré.

O tubo de drenagem (tubo de despejo) opera com um selo de 20% de água para o caso de falhas das chaves de nível, alarmes e comandos de operação de interrupção da produção, o que permite no caso de acúmulo de carga de óleo no tubo, a garantia de apenas o transbordo de água (isenta de óleo) pela linha de descarga até a equalização da pressão hidrostática. Isto ocorre em razão do tubo e da linha operarem em vasos comunicantes e a separação dos fluidos ocorrer por diferença de densidade.

O processo de controle e monitoramento da quantidade de resíduo transferido para o tubo de drenagem (tubo de despejo) é realizado remotamente a partir plataforma central PUB-2 (plataforma de Ubarana 2), por meio de malha de controle, composta de chaves de nível baixo e alto (LSL e LSH) e alarmes de nível (LAL e LAH), interligada a interface gráfica do operador, permitindo a tomada de decisão em relação a qualquer desvio ou falha operacional e interrupção imediata da produção.

O Anexo 2-II, apresenta o fluxograma de engenharia do Sistema de Efluentes das plataformas PSIR-1 e PSIR-2.

## Efluentes Sanitários:

O projeto das plataformas desabitadas do Campo de Siri não prevê a geração de efluentes sanitários em razão das unidades marítimas operarem desabitadas e as equipes de manutenção e inspeção, que visitam periodicamente as plataformas, utilizarão as estações sanitárias dos barcos de apoio.

## **Sistema 6: Segurança**

O sistema de segurança das plataformas é composto por dispositivos de detecção de incêndio, como *plugs* (fusíveis) intertravados ao sistema de automação para interrupção da produção, sensores infra-vermelho de detecção de fogo e faísca e sensores de presença de gás. Estes sensores permitem a detecção de concentração de gás, a partir de 20% abaixo do limite inferior de inflamabilidade. Além destes dispositivos, a plataforma será equipada com extintores de pó químico, CO<sub>2</sub> e extintores de água pressurizada, distribuídos ao longo dos conveses.

Adicionalmente ao sistema de segurança está previsto no projeto a instalação de um sinalizador composto de lâmpadas de balizamento instaladas nos vértices do convés superior das plataformas e lâmpadas vermelhas indicadoras de obstáculo, visando a segurança contra choques de embarcações. Também está prevista a instalação de equipamentos de salvatagem, apesar das plataformas operarem desabitadas. A seguir são apresentados os equipamentos para cada plataforma que podem ser utilizados para salvamento no caso de emergência:

- Duas balsas auto-infláveis com capacidade de seis passageiros cada, com seus respectivos berços, para instalação na balaustrada da plataforma;
- Bóias salva-vidas em cada convés, sendo cada uma composta com retinidas de comprimento de uma vez e meia a altura de cada convés e seus respectivos berços;
- Dois fumígenos laranja e duas lanternas (facho *Holmes*) para instalação nas bóias salva-vidas;

- Coletes salva-vidas na proporção de uma vez e meia ao número médio dos tripulantes temporários na Unidade;
- Caixa de coletes instalada próximo ao posto de abandono;
- Quadros e tabelas de sinais de salvamento.

#### **D) Sistema de Escoamento da Produção**

O Sistema de Escoamento da Produção do Campo de Siri compreende o trecho de linha entre as plataformas PSIR-2 e PSIR-1, e o trecho de linha que interliga a plataforma PSIR-1 diretamente ao Pólo de Guamaré, não fazendo nenhuma ligação com outros sistemas ou dutos de escoamentos pré-existent na Bacia Potiguar. Os dados referentes a cada trecho da linha de escoamento são apresentados na Tabela II.2-6.

**Tabela II.2-6:** Sistema de escoamento

TRECHOS	DIÂM. (POL)	COMP.(Km)	PRESSÃO DE OPERAÇÃO (kgf/cm <sup>2</sup> )	TEMP. DE OPERAÇÃO (°C)	REVESTIMENTO
PSIR-2/ PSIR-1	4	1,8	30	30	Polietileno
PSIR-1/UTPF	6	15,5	40	30	Polietileno

A Tabela II.2-7 apresenta as características técnicas do duto flexível utilizado na composição da linha de escoamento.

**Tabela II.2-7: Características técnicas do duto flexível**

CARACTERÍSTICAS	DIMENSÕES DN 4 IN # 600 psi	DIMENSÕES DN 6 IN # 600 psi
Material	Liner de Nylon, carcaça de lâminas de aço inox e capa externa de polietileno	Liner de Nylon, carcaça de lâminas de aço inox e capa externa de polietileno
Diâmetro externo	118,9 mm	174,6 mm
Diâmetro interno	97,2 mm	146,3 mm
Espessura	10,85 mm	14,15 mm
Peso vazio	9,29 Kg/m	19,35 Kg/m
Peso na água	-1,80 Kg/m	-4,57 Kg/m
Pressão de operação	30 Kgf/cm <sup>2</sup>	30 Kgf/cm <sup>2</sup>
Pressão de projeto	103,4 Kgf/cm <sup>2</sup>	103,4 Kgf/cm <sup>2</sup>
Pressão de ruptura	206,8 Kgf/cm <sup>2</sup>	206,8 Kgf/cm <sup>2</sup>
Máxima temperatura	60°C	60°C

Para reduzir os efeitos da corrosão, toda a extensão da linha de escoamento será protegida por uma camada externa de polietileno com espessura de 3,0 mm.

Visando maior segurança e confiabilidade operacional, no trecho entre PSIR-2 e PSIR-1 serão instaladas duas válvulas de bloqueio automático de fechamento rápido, denominadas *Shutdown Valve* (SDV) com características de resistência a fogo (fire safe) e atuador pneumático para o fechamento automático. Como também no trecho entre PSIR-1 e o Pólo de Guararé.

As válvulas SDV serão instaladas à montante e à jusante de cada trecho e irão atuar em caso de anormalidade nas variáveis do escoamento como pressão alta ou baixa, falhas de instrumentação (“falha segura”), incêndio e vazamento na linha. Para detecção de vazamentos, as SDV’s são providas de detectores com capacidade de detecção a partir de 20% de concentração de gás abaixo do limite inferior de inflamabilidade, determinando o rápido fechamento da válvula.

As condições de abertura e fechamento das válvulas e o comportamento da vazão de escoamento serão controlados remotamente pelo Sistema Supervisório Automatizado instalado na plataforma PUB-2 (plataforma de Ubarana 2).

## **E) Empreendimentos associados e decorrentes**

### **E-1) Descrição da Plataforma PA-09 (P-IV)**

A PA-09 (P-IV) é uma unidade marítima de perfuração auto-elevável (*jackup*), que consiste basicamente, de uma balsa sem propulsão própria, possuindo instalações e equipamentos necessários à execução das operações. O casco da unidade apresenta formato triangular com três pernas formadas por estruturas tipo treliça, incluindo sapatas de apoio na extremidade inferior e um conjunto de cremalheiras que, acionadas por pinhões, permitem a movimentação vertical dessas estruturas.

Para o desenvolvimento das operações de instalação das plataformas *Cassion* e completação dos poços, a plataforma PA-09 (P-IV) possui vários equipamentos que estão agrupados em sistemas e subsistemas, de acordo com suas funções. A seguir são apresentados as principais características, sistemas e subsistemas da plataforma.

- **Dados Gerais**

Nome da Unidade:	PETROBRAS - IV
Proprietário:	Petróleo Brasileiro S/A
Tipo:	Cantilever - Plataforma Auto-Elevatória, sem propulsão
Bandeira:	Brasileira
Projeto:	RG Le Tourneau Inc
Construtor:	RG Le Tourneau Inc
Ano de Construção:	1969
Classificação:	Não Classificada - Registrada no Tribunal Marítimo Brasileiro sob o N° 09018 DVA-W

- **Principais Dimensões**

Comprimento: 35,36 metros

Largura (Boca): 39,57 metros

- **Heliponto**

Forma: retangular

Capacidade: 3 toneladas

Obs: Equipado com escadas laterais de escape e sistema de combate a incêndio

- **Acomodações**

Capacidade: Leitos para 70 ocupantes

Refeitório para 23 pessoas

Enfermaria: 01 leito

Características: Lavanderia, refeitório, cozinha, sala de recreação e enfermaria.

- **Pernas da Unidade**

Tipo: Triangular treliçada com cremalheira

Número: 3

- **Características Operacionais**

- **Condição Elevada**

Lâmina d'água máxima 31 metros

Lâmina d'água mínima 4 metros

Velocidade máxima do vento 50,0 nós

Altura de onda significativa 7,5 metros



Período de ondas significante	4 a 6 segundos
AIR GAP mínimo recomendado	10 metros
Penetração máxima das pernas	1,5 metros
Máxima profundidade de perfuração	2.600 metros

– **Condições para Flutuar e Navegar**

Máxima altura de onda	5 pés (1,52m)
Deslocamento máximo	3.253 toneladas
Calado em trânsito	5,48 metros

– **Tração mínima requerida para rebocadores (Bollard Pull) para navegação:**

1 rebocador	1 x 75 toneladas
2 rebocadores	2 x 65 toneladas
3 rebocadores	3 x 55 toneladas
Velocidade máxima de reboque	4, 8 nós

• **Guindastes**

Fabricante:	LE TORNEAU
Tipo:	Elétrico, RD-120 AS
Capacidade:	45 toneladas
Comprimento da lança:	100 pés
Localização:	BB

Fabricante:	HOUSTON SYSTEM
Tipo:	mecânico
Capacidade:	12,5 toneladas
Comprimento da lança:	80 pés
Localização:	BE

No Anexo 2-III é apresentado o arranjo geral da plataforma PA-09 (P-IV) .



**Figura II.2-14:** Vista parcial da plataforma PA-09 (P-IV) .

## ***Principais Sistemas e Subsistemas da Unidade Marítima***

- Sistema 1: Segurança do Poço
- Sistema 2: Auto-elevação
- Sistema 3: Geração de Energia
- Sistema 4: Drenagem e Tratamento de Efluentes
- Sistema 5: Armazenagem
- Sistema 6: Comunicação
- Sistema 7: Ancoragem
- Sistema 8: Segurança
- Sistema 9: Salvatagem

## ***Sistema de Segurança do Poço***

Para realização da atividade de completação a plataforma PA-09 (P-IV) dispõe dos seguintes equipamentos de segurança e controle do poço:

- 01 BOP ESFÉRICO SHAFFER de 13 5/8" x 5000 psi wp bolted cover, hub inferior e studded superior
- 01 BOP DUPLO SHAFFER tipo SL de 13 5/8" x 5000 psi wp hub inferior e superior, manual locking, H<sub>2</sub>S trim
- 01 BOP SIMPLES SHAFFER tipo SL de 13 5/8" x 5000 psi wp hub inferior e superior, manual locking, H<sub>2</sub>S trim
- 01 Indicador peso da coluna: MARTIN DECKER tipo E
- 02 Indicadores de torque da chave flutuante: MARTIN DECKER, tipo Universal
- 05 Manômetros de lama - CAMERON tipo D, range 0 - 6000psi
- 01 Mud Volume Totalizer: MARTIN DECKER
- 01 Mud Flow Fill: MARTIN DECKER
- 01 Indicador de RPM: MARTIN DECKER
- 01 Indicador de SPM: MARTIN DECKER, mod. Rate Master
- 01 Registrador de parâmetros TOTCO, mod. B1- AM com Peso da coluna, Taxa de penetração, Torque da mesa, Pressão de bombeio

## **Sistema de Auto-Elevação**

O sistema tem a função de movimentar verticalmente a plataforma, através de um conjunto de cremalheiras tipo pinhão eletromecânico. A movimentação do casco ocorre em relação às pernas, por meio de quatro unidades elevatórias, por perna, que são acionadas através de motores elétricos.

## **Sistema de Geração de Energia**

A plataforma PA-09 (P-IV) possui um sistema de geração de energia composto por:

- 04 Motores Principais, CATERPILLAR, modelo 3512 – 1.200 hp 1200 rpm
- 03 Geradores AC Principais, marca Le Tourneau, potência 625 KVA, 480 V, 60 Hz, 1.200 rpm
- 04 Geradores DC Principais, marca GE, modelo 5GT606D1, potência 900 hp, 1.200 rpm
- 01 Motor do gerador de emergência, marca CATERPILLAR diesel, modelo 3306T, 1.800 rpm 173 KW
- 01 Gerador de emergência, marca CATERPILLAR, modelo A550G 130 KW, 440 V, 60 Hz, FP= 0,85

O sistema de geração de energia de emergência está dimensionado para garantir o atendimento aos seguintes equipamentos e sistemas essenciais, em situações de falha dos geradores principais:

- 1 bomba de profundidade;
- 1 bomba de incêndio;
- 1 máquina de solda elétrica;
- 1 compressor de ar;
- 1 unidade de ar condicionado;
- acomodações em geral;
- sistema de iluminação;
- oficina.

## **Sistemas de Drenagem e Tratamento de Efluentes**

A plataforma PA-09 (P-IV) dispõe de um sistema de drenagem e tratamento dos efluentes (águas oleosas e águas servidas) gerados durante as atividades operacionais da unidade.

O sistema de drenagem da unidade foi projetado para coletar líquidos provenientes do convés de perfuração, do convés principal, do convés de máquinas e da área de estocagem.

As áreas do convés de perfuração, do convés principal e de estocagem são dotadas de chapas que contêm eventuais derrames de efluentes oleosos e direcionam os mesmos para o sistema de tratamento. A drenagem da área do convés de máquinas é realizada através de pocetos interligados a um manifold que descarrega para a dala, onde o efluente oleoso é recalcado para o sistema de tratamento através de uma bomba centrífuga do tipo vortex (baixo cisalhamento), acionada por uma chave de nível. Os geradores localizados neste convés dispõem de dique de contenção com drenos interligados diretamente com o tanque de armazenagem de óleo sujo.

O efluente oleoso coletado é direcionado para o sistema de tratamento, instalado dentro do Tanque de Pré-carga nº 5, que promove a retirada dos sólidos em suspensão e a separação primária de óleo. Este sistema é composto por uma caixa de sedimentos, separador água/óleo de placas coalescentes e tubo skimmer, com a capacidade de processar 2,4 m<sup>3</sup>/hora.

O efluente oleoso pré-processado é encaminhado para um tanque de 9 m<sup>3</sup> e posteriormente enviado a unidade de separação de óleo e água (SAO), que por diferença de densidade separa o óleo livre da fase aquosa. O óleo separado é transferido para o tanque de armazenamento de óleo sujo, com capacidade volumétrica de 2,9 m<sup>3</sup>, e a fase aquosa é descartada para o mar após a medição da concentração do teor de óleo. A unidade de separação possui uma capacidade de processamento de 2,5 m<sup>3</sup>/hora, e é dotada de dispositivo (sensor de TOG) que monitora o teor de óleo na água descartada, limitando o descarte de água na concentração máxima de 15 ppm de óleo. A água processada que apresentar concentração maior que 15 ppm, retorna para o SAO para ser re-processada, até atingir a concentração estabelecida pela MARPOL 73/78 (15 ppm).

Para o tratamento dos efluentes sanitários (águas servidas) a plataforma possui uma unidade de tratamento de esgotos, REDFOX, modelo RF - 3000M, que trata biologicamente os detritos sanitários gerados através do método aeração prolongada e recirculação de lodo ativado. O tratamento consiste na passagem dos efluentes sanitários através de um filtro para reter materiais sólidos de maior granulometria em suspensão, prevenindo a entrada destes no compartimento de tratamento aeróbico. Posteriormente, a carga pré-tratada é bombeada para a câmara de aeração, e o material residual em suspensão é decantado na câmara de clarificação, que promove a separação do líquido do lodo gerado. A câmara de aeração foi dimensionada para garantir o tempo de retenção de cerca de 24 horas, e está equipada com difusores de ar, que tem como objetivo melhorar a distribuição de oxigênio e manter as bactérias em suspensão, além de fornecer a homogeneização do meio.

Após a clarificação a fase líquida tratada é transferida para a câmara de desinfecção, que é equipada com um sistema de cloração que retém a fase líquida por meia hora antes da descarga. A fase sólida (lodo gerado) é continuamente recirculada por airlift, para a câmara de aeração.

O sistema opera na vazão de 13,6 m<sup>3</sup> (3000 galões) por dia, sendo os efluentes descartados periodicamente analisados, a fim de se verificar o atendimento aos requisitos da legislação aplicável.

### **Sistema de Armazenagem**

O sistema de armazenagem é composto por tanques e silos onde são armazenados combustíveis e insumos diversos. A capacidade de tancagem da plataforma é descrita a seguir:

<b>Produto estocado</b>	<b>Nº de tanques / silos</b>	<b>Volume de cada tanque / silos</b>
Óleo diesel	03	82,5 m <sup>3</sup>
Óleo hidráulico	01	0,59 m <sup>3</sup>
Óleo lubrificante	08	5,33 m <sup>3</sup>
Óleo sujo	01	2,9 m <sup>3</sup>
Água potável	02	64,6 m <sup>3</sup>
Água de perfuração (industrial)	04	297,4 m <sup>3</sup>
Fluidos de perfuração / completção	03	487 bbl
Cimento a granel	01	1.100 pés <sup>3</sup>
Barita / Bentonita a granel	01	1.100 pés <sup>3</sup>

### **Sistema de Ancoragem**

A plataforma PA-09 (P-IV) possui um sistema de *jack-up*, que permite o apoio da unidade com segurança no fundo marinho através de três pernas de fixação. Embora a unidade possua âncoras, estas somente serão utilizadas em situações de entradas (posicionamento). A seguir são apresentados equipamentos que compõem o sistema de ancoragem.

02 Guinchos, LE TOURNEAU, modelo W500, tração de 22,5 ton (dinâmica) e 59 ton (estática), tambores com 400 m de cabo de aço de 1.25 ".

02 Âncoras, tipo SMETH de 4 ton

### **Sistema de Comunicação**

O sistema de comunicação da plataforma tem a finalidade de receber e enviar informações a outras unidades marítimas, áreas e instalações terrestres. Os principais equipamentos de comunicação que compõem este sistema são:

02 Transmissores SSB, 09 canais, frequência PETROBRAS

01 Transmissor SSB, 12 canais, frequência Naval

01 Radio VHF, Marítimo

### **Equipamento de Intercomunicação**

02 Rádios Farol Tecnasa (frequência – VA 1/32 Z61644KN3)

### **Equipamento de Telefonia Interna**

01 Telefax

### **Sistema de Segurança**

O sistema de segurança da plataforma PA-09 (P-IV) é composto por sistemas de detecção de gases e vapores e sistema de combate a incêndio.

Os sistemas de detecção da plataforma são do tipo fixo, modelo MGA da MSA, dotado de 8 módulos que monitoram 26 sensores, sendo 13 sensores de H<sub>2</sub>S e 13 sensores de CH<sub>4</sub> instalados nas seguintes áreas:

- convés de perfuração;
- peneiras de lama;
- tanques de lama;
- sala de bombas de lama;
- captação dos compressores de ar;
- captação dos condicionadores de ar dos alojamentos;
- captação de ar dos motores dos geradores.

O sistema de combate a incêndio dispõe de estações de incêndio e sistema de extinção, construídos de acordo as normas da ABS (American Bureau of Shipping) e da USCG (United States Coast Guard). Os equipamentos e acessórios que compõem o sistema de combate a incêndio são:



- 01 Sistema de espuma
- 02 Bombas de incêndio, marca SEMCO, modelo: D5x4V/385  
vazão 50 m<sup>3</sup>/h
- 02 Canhões de espuma no heliponto
- 13 Estações de incêndio
- 02 Extintores de incêndio de pó químico (04 kg)
- 22 Extintores de incêndio de pó químico (12 kg)
- 01 Extintor de incêndio de pó químico (50 kg)
- 02 Extintores de incêndio de pó químico (100 kg)
- 14 Extintores de CO<sub>2</sub> (06 kg)
- 01 Extintor de CO<sub>2</sub> (30 kg)
- 04 Extintores de H<sub>2</sub>O (10 l)

### ***Sistema de Salvatagem***

Este sistema visa oferecer a maior segurança à tripulação embarcada na unidade, em caso de necessidade de abandono da mesma, sendo composto pelos seguintes equipamentos:

- 03 Cápsulas Salva-vidas, marca WHITTAKER, com capacidade para 28 pessoas
- 04 Balsas Infláveis, ANGEVINIERE, com capacidade para 25 pessoas
- 100 Coletes Salva-vidas
- 01 Bote de resgate marca Brastech Marine, modelo RIB 4-50 com turco de lançamento marca MECANAVI
- 12 Bóias salva-vidas com dispositivo de sinalização diurno/noturno
- 01 EPIRB
- 05 Radares Transponder

## **E-2) Descrição da Embarcação Mayo**

A embarcação Mayo é uma embarcação de apoio do *tipo DSV/PSV/CONSTRUCTION SUPPORT*, projetada para executar inspeções, lançamentos de dutos, reparos e manutenção em plataformas e outras instalações marítimas. Como mencionado no Sumário do Projeto, esta embarcação será utilizada para o lançamento das linhas de escoamento do Campo de Siri. Para desenvolver esta atividade, a embarcação é dotada de diversos equipamentos de mergulho, infra-estrutura com ROV (robô submarino) operado ou controlado remotamente, dentre outros equipamentos, além de dispor de área livre no convés, que possibilita grande capacidade de armazenamento. A seguir são apresentadas as principais características técnicas da embarcação.

- **Dados Gerais**

Nome da Embarcação:	MAYO
Tipo:	DSV/PSV/CONSTRUCTION SUPPORT
Propósito:	Embarcação de Apoio ao Mergulho, Transporte de Carga em geral e Apoio à Construção Submarina para Lançamento, Reparo e Inspeção.
Projeto:	PROJETO: RG LE TOURNEAU INC
Classificação:	DET NORSKE VERITAS, +1A1 SUPPORT VESSEL, SF FIFI II, DSV III, DYNPOS, E0, HELDK, ICE C.

- **Principais Dimensões**

Comprimento:	91 m
Largura (Boca):	18 m
Calado máximo:	6 m

- **Acomodações**

Capacidade:        Leitos para 80 ocupantes

- **Heliponto**

O heliponto é dimensionado para o uso de aeronaves do tipo Bell 214 ou Super Puma.

- **Características Operacionais**

Velocidade de Navegação:        11,0 nós

Tonelagem:                            4294 ton

Além das características citadas acima, o convés da embarcação dispõe de uma área livre de 225 m<sup>2</sup> (25x09 m), guincho hidráulico, rampa e bobina de lançamento. No Anexo 2-IV é apresentado o arranjo geral da embarcação MAYO.



**Figura II.2-15:** Embarcação de lançamento de duto Mayo

## **Principais Sistemas da Embarcação**

- Sistema 1: Posicionamento Dinâmico
- Sistema 2: Comunicação e Navegação
- Sistema 3: Propulsão
- Sistema 4: Geração de Energia
- Sistema 5: Tratamento de Efluentes
- Sistema 6: Armazenagem
- Sistema 7: Segurança
- Sistema 8: Salvatagem

### **Sistema de Posicionamento Dinâmico**

A embarcação Mayo é dotada de sistema de Posicionamento Dinâmico do Tipo ADP 503 MK2 DP, que tem com principal função garantir o correto posicionamento da embarcação durante as atividades de lançamento da linha. O sistema consiste basicamente, de uma central computadorizada de análise e comandos baseados nas informações meteoceanográficas e nas informações sobre o posicionamento da embarcação em relação a uma referência, que são recebidas pelos sensores externos.

### **Sistema de Comunicação e Navegação**

O sistema de comunicação da embarcação tem a finalidade de receber e enviar informações a outras unidades marítimas, áreas e instalações terrestres, e também a obtenção de informações de navegação via radar. Os principais equipamentos que compõem este sistema são:

- **Radar**

- 01 Kelvin Hughes 10 cm Necleus 6000A
- 01 Kelvin Hughes 3 cm 1600 Series

- **Sistema de comunicação e Transmissão de Dados**

- 01 GMDSS certificado para as áreas marítimas 1, 2 e 3
- 01 Telefone por satélite Telnor KU
- 01 Sistema de informação Sat Bm Marine classe 2

O sistema de comunicação e transmissão de dados da embarcação é dotado de uma rede interna, na qual reserva informações, telefones e e-mails a ser transmitida via banda KU.

- **Piloto automático e Giroscópio**

- 01 piloto automático AP9
- 02 giroscópios SGB 1000
- 01 giroscópio SGB Meridian Robertson

- **Ecobatímetro**

- 01 Furuno FE echo sounder
- 01 Registro doopler de velocidade JRC JLN 203

- **Indicadores de Inclinação e Carga**

- 01 Monitor de movimentação no heliponto Seatex HMS 100

- **Equipamentos Sonoros e Luminosos**

Equipamento luminoso: Ahlemann e Schlatter e painel de controle Malling

Equipamento sonoro: Kockum Sonics T1 50-1 (assobio)

## Sistema de Propulsão

A Embarcação Mayo dispõem de um sistema de propulsão constituído por 4 motores diesel com potência de 2220 KW cada um.

## Sistema de Geração de Energia

O sistema de geração de energia apresenta dois conjuntos de geradores, conectados através de cabos, que podem operar de forma simultânea ou separada e independente. Os geradores estão acoplados a transformadores de 1900 KVA e de 99 KVA conectados ao painel de distribuição, onde estão montados os disjuntores, fusíveis, chaves de comutação e alarmes dos circuitos elétricos alimentados pelos geradores. Além destes dispositivos, o sistema apresenta um circuito de monitoração para prevenção de sobre-tensões perigosas, evitando a pane elétrica de importantes circuitos e danos ao sistema de geração de energia.

## Sistema Tratamento de Efluentes

### - **Sistema de tratamento do efluente sanitário;**

A embarcação possui uma unidade de tratamento de esgotos do tipo "ST6A Super Trident", que trata biologicamente os detritos sanitários gerados. A unidade possui a capacidade de processamento de 4,55 m<sup>3</sup> por dia, tratando os efluentes sanitários a índice de coliformes fecais de 250 mg/100 ml e uma média total de sólidos suspensos da ordem de 50 mg/l.

### - **Sistema de tratamento da água oleosa;**

O sistema de tratamento de água oleosa é composto por um separador do tipo OMD-11, com capacidade de separação de 2,5 m<sup>3</sup>/h a 309 rotações por minuto equipado de um dispositivo de medição de teor de óleo. O medidor utiliza o princípio ótico por espalhamento de luz e sua faixa de medição varia de 0 a 30

ppm, sendo que o ponto de operação do alarme de descarga está calibrado para liberação de resíduos cujo teor oleoso seja inferior a 15 ppm, conforme definido na resolução Marpol 73/78.

## Sistema de Armazenagem

O sistema de armazenagem é composto por tanques onde são armazenados alguns produtos como combustíveis, óleo lubrificante, água de lastro e água de consumo. A capacidade de tancagem total da embarcação para os referidos produtos é apresentada a seguir.

<b>Produto</b>	<b>Volume</b>
Combustível	1288 m <sup>3</sup>
Óleo Lubrificante	10,4 m <sup>3</sup>
Água de Lastro	1705 m <sup>3</sup>
Água de Consumo	930 m <sup>3</sup>

## Sistema de Segurança

O sistema de segurança da embarcação é composto por sistemas de alarme e detecção de incêndio, sistema de combate a incêndio e sistema de parada de emergência.

- **Sistemas de alarme e Detecção de Incêndio**

01 Sistema de alarme tipo Salwico C300

- **Sistema de Combate a Incêndio**

- 01 Bomba com capacidade de 117 m<sup>3</sup>/h @ 7 bar
- 01 Bomba de emergência com capacidade de 25 m<sup>3</sup>/h @ 7 bar
- 03 Canhões Monitores, Thune-Eureka do tipo EF400, capac. 2400m<sup>3</sup>/h, jato máximo de 195 m, abrangência de 45 m, altura vertical máxima, 80 m com jato de 85 m.
- 01 Sistema de combate a incêndio com espuma
- 01 Sistema de combate a incêndio do tipo Unitor Halon 1301, atendendo as seguintes áreas:
  - Sala dos motores bombordo e estibordo;
  - Sala de controle de motor;
  - Sala do incinerador;
  - Sala do gerador de emergência;
  - Sala de controle de mergulho;
  - Sala de controle de saturação;
  - Sala do motor de mergulho;
  - Sala do painel de controle de alta tensão a estibordo e bombordo;
  - Espaço auxiliar da maquinaria;
  - Espaço das galerias;
  - Galerias de dutos.

- **Sistema de Parada de Emergência**

O Sistema de Parada de Emergência da embarcação tem a finalidade de permitir as ações de controle em casos de emergência com interrupção e fechamento remoto da válvula de combustível e das portas à prova d'água.



## Sistema de Salvatagem

A embarcação Mayo está equipada com 3 botes salva vidas, motorizados e iluminados, que acomodam um total de 100 pessoas. Os botes estão localizados nas laterais da embarcação, sendo 2 a bombordo e 1 a estibordo. Além dos botes motorizados a embarcação possui:

- 04 Barcos salva-vidas a remo para até 82 pessoas no total
- 08 Bóias salva-vidas
- 106 Coletes salva-vidas
- 10 Protetores térmicos
- 02 Transmissores de radar
- 03 Rádio telefones VHF de 2 saídas

### ***E-3) Descrição do Teste Hidrostático***

Após o lançamento e posicionamento da linha de escoamento será efetuado teste hidrostático para verificação das condições de resistência e estanqueidade da linha, antes das atividades de produção.

O teste hidrostático inicia-se com o enchimento da linha com água filtrada e o adicionamento de uma solução de fluoresceína (corante) a 200000 ppm, dosada a 40 ppm. Posteriormente, a linha será pressurizada até 50 Kgf/cm<sup>2</sup>, mantendo-se estas condições durante o período de espera de 24 horas, tempo necessário para validação do teste. Para análise e comprovação da efetividade do teste serão monitorados e registrados parâmetros como pressão, temperatura e vazão.

O teste será conduzido em conformidade com as Normas PETROBRAS N-462 – Fabricação, Construção e Montagem de Dutos Submarinos e N-464 – Construção, Montagem e Condicionamento de Duto Terrestre.

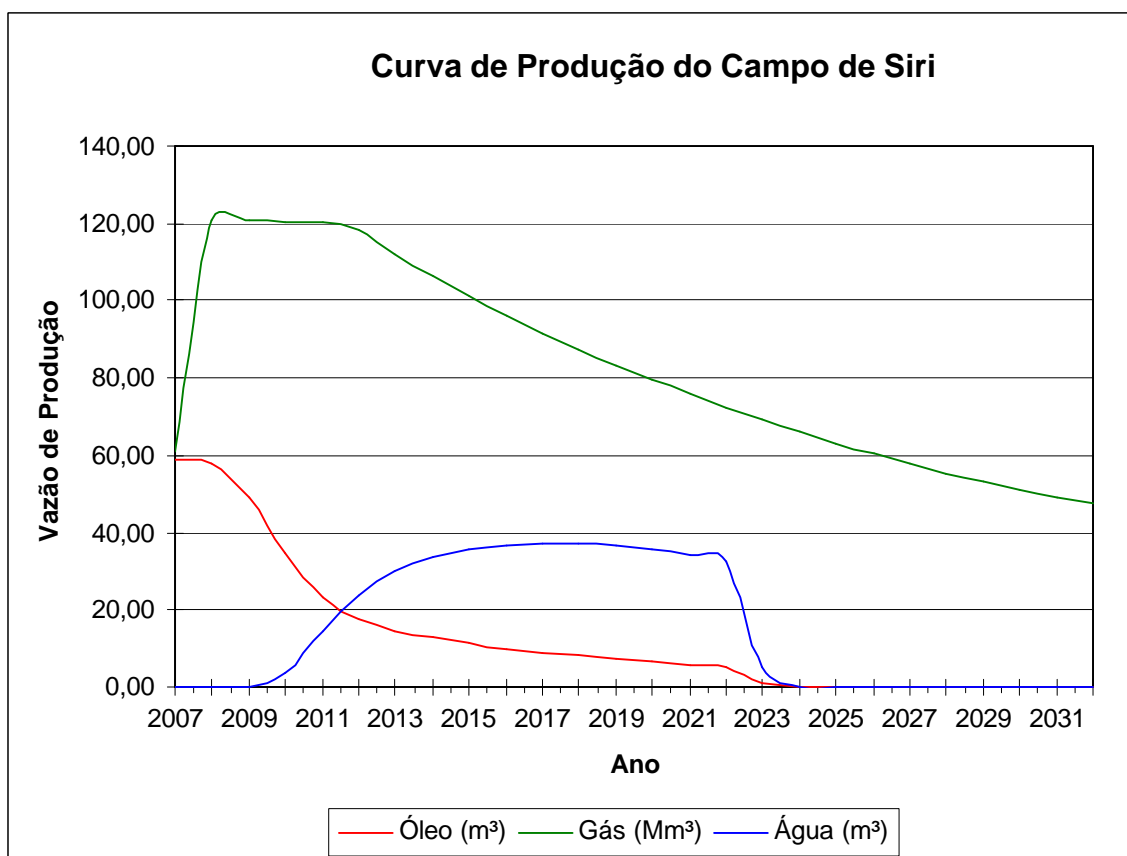
O volume de fluido utilizado para realização do teste de estanqueidade é equivalente ao próprio volume do duto, ou seja, o trecho de linha entre a PSIR-2 e PSIR-1, 14,6 m<sup>3</sup> e o trecho entre a plataforma PSIR-1 e o Pólo de Guimarães, 252,6 m<sup>3</sup>. O descarte do fluido de teste será encaminhado para o Pólo de

Guamaré, onde será tratado na estação de tratamento de efluentes da UTPF – Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos.

Os resultados da análise de toxicidade e a ficha de segurança da fluoresceína são apresentados no Anexo 2-V.

### F) Curva de produção prevista

As médias diárias da produção de óleo, gás e água previstas para o Campo de Siri, para o período de 2007 a 2032, encontram-se apresentadas na Figura II-2-16 e na Tabela II.2-8. A produção de óleo no Campo de Siri é prevista até 2023, assim como a água de produção, contudo a produção de gás no Campo é estimada até 2032, podendo ser ampliada. O pico de produção de óleo está previsto para o ano seguinte a instalação do empreendimento, ou seja, 2007, com uma vazão diária de 59,07 m<sup>3</sup> / dia.



**Figura II.2-16:** Vazão esperada para o Campo de Siri Fonte: PETROBRAS, 2005.

**Tabela II.2-8: Previsão de produção do Campo de Siri**

DATA	VAZÃO DE ÓLEO (m <sup>3</sup> /d)	VAZÃO DE GÁS (Mm <sup>3</sup> /d)	VAZÃO DE ÁGUA (m <sup>3</sup> /d)
2006	0,0	0,0	0,0
2007	<b>59,07</b>	<b>60,9</b>	<b>0,00</b>
2008	<b>57,71</b>	<b>120,9</b>	<b>0,00</b>
2009	<b>49,10</b>	<b>120,7</b>	<b>0,14</b>
2010	<b>34,64</b>	<b>120,5</b>	<b>3,70</b>
2011	<b>23,25</b>	<b>120,3</b>	<b>14,21</b>
2012	<b>17,59</b>	<b>118,4</b>	<b>23,94</b>
2013	<b>14,70</b>	<b>112,2</b>	<b>29,81</b>
2014	<b>12,79</b>	<b>106,5</b>	<b>33,73</b>
2015	<b>11,30</b>	<b>101,2</b>	<b>35,81</b>
2016	<b>10,05</b>	<b>96,2</b>	<b>36,90</b>
2017	<b>8,99</b>	<b>91,6</b>	<b>37,21</b>
2018	<b>8,07</b>	<b>87,2</b>	<b>37,09</b>
2019	<b>7,26</b>	<b>83,2</b>	<b>36,49</b>
2020	<b>6,54</b>	<b>79,3</b>	<b>35,47</b>
2021	<b>5,89</b>	<b>75,7</b>	<b>34,16</b>
2022	<b>5,30</b>	<b>72,3</b>	<b>32,66</b>
2023	<b>0,81</b>	<b>69,1</b>	<b>5,21</b>
2024	<b>0,00</b>	<b>66,0</b>	<b>0,00</b>
2025	<b>0,00</b>	<b>63,2</b>	<b>0,00</b>
2026	<b>0,00</b>	<b>60,5</b>	<b>0,00</b>
2027	<b>0,00</b>	<b>57,9</b>	<b>0,00</b>
2028	<b>0,00</b>	<b>55,5</b>	<b>0,00</b>
2029	<b>0,00</b>	<b>53,2</b>	<b>0,00</b>
2030	<b>0,00</b>	<b>51,0</b>	<b>0,00</b>
2031	<b>0,00</b>	<b>48,9</b>	<b>0,00</b>
2032	<b>0,00</b>	<b>47,4</b>	<b>0,00</b>

Fonte: PETROBRAS, 2005.

## G) Caracterização Química, Físico-química e Toxicológica

### Análise de Fluidos

O Campo de Siri ainda não entrou em produção e as amostras dos fluidos para caracterização foram obtidas a partir dos testes de formação realizados no poço 1-RNS-140. A amostragem foi realizada para análise PVT no intervalo 1461,5 – 1478,0 m, que corresponde à zona ALG-C da formação Alagamar. O fluido do reservatório foi obtido por recombinação de amostras de superfície sendo realizadas análises através da expansão à composição constante, liberação diferencial, determinação da viscosidade da fase óleo, teste de separação e determinação da composição molar. Os dados da amostragem para caracterização físico-química do fluido são apresentados a seguir:

Data:	4 de setembro de 1997
Pressão Estática (Original):	145,7 kgf/cm <sup>2</sup> @ 1442,4 m
Choke:	56/64"
Pressão de Fundo:	67,1 kgf/cm <sup>2</sup> a 1442,4 m
Temperatura de Fundo:	76 °C a 1442,4 m
Pressão de Separação:	4,36 kgf/cm <sup>2</sup>
Temperatura de Separação:	27,7 °C
Densidade do Óleo:	32,4 °API
Densidade do Gás do Separador:	0,75
RGO campo	9,4 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Fator de Encolhimento:	0,96

As composições do óleo e do gás do separador e a composição do fluido recombinado estão apresentadas na Tabela II.2-9

**Tabela II.2-9: Composição do Óleo e do Gás do Separador e do Fluido Recombinado (mol %)**

COMPONENTE	ÓLEO	GÁS	TOTAL
CO2	0,05	1,14	0,18
N2	0,00	2,78	0,33
C1	1,88	80,91	11,36
C2	1,05	5,71	1,61
C3	2,32	4,78	2,61
i-C4	1,77	1,41	1,73
n-C4	3,97	2,07	3,74
i-C5	2,73	0,39	2,45
n-C5	3,51	0,39	3,13
C6	5,11	0,25	4,53
C7	6,92	0,09	6,10
C8	8,61	0,06	7,58
C9	6,56	0,02	5,78
C10	5,69	0,00	5,01
C11	4,63	0,00	4,08
C12+	45,12	0,00	39,76
TOTAL	100,00	100,00	100,00

Fonte: PETROBRAS, 2004.

Coeficiente de expansão térmica do óleo do separador:	0,0011821 / °C
Compressibilidade do óleo do separador:	0,0000751 cm <sup>2</sup> /kgf
Coeficiente de expansão térmica do óleo morto:	0,0002466 / °C
Densidade do gás do separador:	0,7273
Peso molecular do gás do separador:	21,066
Peso molecular do C <sub>12+</sub> :	516,4
Massa específica do C <sub>12+</sub> :	0,9007 g/cm <sup>3</sup>

Os resultados da expansão à composição constante estão apresentados na Tabela II.2-10. Foram obtidos nesse ensaio dados referentes ao coeficiente de expansão térmica do óleo vivo e a pressão de bolha.

Coeficiente de expansão térmica do óleo vivo: 0,00087613 / °C

Pressão de bolha: 31,5 kgf/cm<sup>2</sup>

**Tabela II.2-10: Expansão à Composição Constante a 76 °C**

<b>PRESSÃO ( kgf/cm<sup>2</sup> )</b>	<b>VOLUME RELATIVO</b>
200,0	0,9848
170,0	0,9877
140,0	0,9906
110,0	0,9936
80,0	0,9965
60,0	0,9984
50,0	0,9993
40,0	1,0002
31,5 (Pb)	1,0000
31,0	1,0059
30,5	1,0120
29,5	1,0247
28,0	1,0453
26,0	1,0762
24,0	1,1120
22,0	1,1539
18,0	1,2645
13,5	1,4645
10,5	1,6913
9,0	1,8607

Fonte: PETROBRAS, 2004.

Os resultados da liberação diferencial podem ser observados nas Tabelas II.2-11 e II.2-12 . A densidade do óleo residual é de 31,41 °API, considerando as condições padrões de 1 atm e 15,6 °C.

**Tabela II.2-11: Liberação Diferencial a 76 °C**

<b>PRESSÃO</b> <b>( kgf/cm<sup>2</sup> )</b>	<b>Bo</b> <b>( m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> )</b>	<b>Rs</b> <b>( m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> )</b>	<b>μ<sub>o</sub></b> <b>( cp )</b>	<b>γ<sub>o</sub></b> <b>( g/cm<sup>3</sup> )</b>	<b>Bg</b> <b>( m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> )</b>	<b>Dg</b> <b>( ar=1 )</b>	<b>Z</b>
200,0	1,082	18,56	3,700	0,824	-	-	-
170,0	1,085	18,56	3,545	0,822	-	-	-
140,0	1,088	18,56	3,389	0,819	-	-	-
110,0	1,091	18,56	3,234	0,817	-	-	-
80,0	1,094	18,56	3,078	0,814	-	-	-
50,0	1,097	18,56	2,922	0,812	-	-	-
31,5 ( Pb )	1,099	18,56	2,829	0,811	-	-	-
20,0	1,090	14,05	3,078	0,814	0,0513	0,719	0,863
10,0	1,080	9,72	3,421	0,818	0,09429	0,775	0,832
0,0	1,047	0,00	5,074	0,828	----	1,290	----

Fonte: PETROBRAS, 2004.

**Tabela II.2-12: Composição dos Gases das Diferenciais ( mol % )**

<b>PRESSÃO ( kgf/cm<sup>2</sup> )</b>	<b>20,0</b>	<b>10,0</b>	<b>0,0</b>
CO2	0,93	1,18	1,12
N2	4,65	2,22	0,12
C1	81,78	77,84	40,15
C2	4,83	6,96	12,17
C3	3,15	4,90	15,89
i-C4	0,96	1,53	6,52
n-C4	1,84	2,90	13,55
i-C5	0,54	0,81	4,00
n-C5	0,58	0,85	4,06
C6	0,29	0,32	1,29
C7+	0,45	0,49	1,13
Massa Molecular	20,82	22,44	37,38
Densidade	0,7190	0,7749	1,2904

Fonte: PETROBRAS, 2004.

Os resultados do teste de separação e os resultados das análises convencionais realizadas com petróleo e gás são apresentados na Tabela II.2-13, Tabela II.2-14 e Tabela II.2-15, respectivamente.

**Tabela II.2-13: Teste de Separação**

<b>PRESSÃO DE SEPARAÇÃO ( kgf/cm<sup>2</sup> )</b>	<b>TEMPERATURA DE SEPARAÇÃO ( °C )</b>	<b>RGD DE SEPARAÇÃO ( m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> )</b>	<b>RGD DE TANQUE ( m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> )</b>	<b>RGD TOTAL ( m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> )</b>	<b>FVF DO ÓLEO ( m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> )</b>	<b>°API DO ÓLEO</b>
4,36	27,7	9,76	5,27	15,03	1,08	32,83

Fonte: PETROBRAS, 2004.



**Tabela II.2-14: Resultados das Análises Convencionais Realizadas com Petróleo**

POÇO	1-RNS-140	1-RNS-140
Data	08/09/1997	01/09/1997
Intervalo ( m )	1394 – 1396	1461,5 – 1478,0
Formação	Açu	Alagamar
Zona	Açu-1	ALG-C
Coleta	TFR-02	TFR-01A
BSW ( % )	91,6	0,3
°API	13,9	32,4
Densidade	0,9697	0,8595
Salinidade ( mg/l )	-	330,0
Fator KUOP	-	12,3
<b>Temperatura ( °C )</b>	<b>Viscosidade ( cp )</b>	
40	276	15
50	198	12
60	114	10

Fonte: PETROBRAS, 2004.

**Tabela II.2-15: Resultados das Análises Cromatográficas Realizadas com Gás**

Poço	3-RNS-143B
Data da Amostragem	02/junho/2001
Intervalo	1107 – 1118 m
Formação	Ponta do Mel
Teste	TFR-01A
Densidade	0,729
Peso Molecular Médio	21,13
Poder Calorífico Superior ( Kcal/m <sup>3</sup> )	10.714,93
Poder Calorífico Inferior ( Kcal/m <sup>3</sup> )	9.717,84
Riqueza ( C <sub>3+</sub> )	8,73
Componente	Concentração ( % volumétrica )

Nitrogênio	2,84
Gás Carbônico	0,49
Oxigênio	0,07
Metano	78,49
Etano	9,38
Propano	5,46
i-Butano	0,66
n-Butano	1,22
i-Pentano	0,30
n-Pentano	0,31
Hexanos	0,50
Heptanos	0,20
Octanos	0,05
Nonanos	0,01
Decanos	0,01
Undecanos	0,01

Fonte: PETROBRAS, 2004.

Considerando a similaridade das características físico-químicas do fluido do Campo de Siri com o fluido do Campo de Ubarana, devido serem os reservatórios pertencentes à formação Alagamar, são apresentadas a seguir as análises toxicológicas realizadas com o fluido de Ubarana, uma vez que o Campo de Siri ainda não entrou em operação.

Os testes de toxicidade foram realizados baseados na metodologia da Norma CETESB, utilizando os métodos Tarzwell e Anderson para medição dos níveis de toxicidade do óleo nos organismos "*Mysidopsis juniae*" e "*Lytechinus variegatus*". Nos testes foram revelados e analisados os seguintes parâmetros:

- CENO – concentração de não efeito observado, ou seja, concentração mais elevada que não causa efeitos deletérios aos organismos;
- CEO – concentração de efeito observado;
- VC – valor crônico: média geométrica entre CENO e CEO;

- CI 50, 96h – concentração de inibição mediana após 96 horas de exposição;
- CL 50, 96h – concentração de letal mediana após 96 horas de exposição.

As tabelas abaixo apresentam os resultados dos testes de toxicidade para cada método de análise.

**Tabela II.2-16:** Resultado dos testes de toxicidade (Método Tarzwell)

TESTE	ORGANISMO	PARÂMETRO AVALIADO	RESULTADO
Toxicidade Aguda	MYSIDOPSIS JUNIAE	CL 50, 96h.	168,79 ppm da FDA
Toxicidade Crônica	LYTECHINUS VARIEGATUS	CENO	125 ppm da FDA
		CEO	250 ppm da FDA
		VC	176,8 ppm da FDA
		CE (I) 50	1,51 mg/L <sup>-1</sup>

**Tabela II.2-17:** Resultado dos testes de toxicidade (Método Anderson)

TESTE	ORGANISMO	PARÂMETRO AVALIADO	RESULTADO
Toxicidade Aguda	MYSIDOPSIS JUNIAE	CL 50, 96h.	26,79 % da FSA
Toxicidade Crônica	LYTECHINUS VARIEGATUS	CENO	1,56 % da FSA
		CEO	3,13 % da FSA
		VC	2,21 % da FSA
		CE (I) 50	1,39 mg/L <sup>-1</sup>

### H) Análise da água produzida

A produção de água no Campo de Siri está prevista para o ano de 2009, conforme pode ser observado na curva de produção, item “F) Curva de produção prevista”, apresentada anteriormente. Portanto, a análise da água produzida será realizada no período mencionado acima, quando a relação água/óleo tornará as amostras representativas.

## **I) Laudos Técnicos das Análises Realizadas**

Os laudos técnicos com as indicações dos métodos analíticos, metodologia de coleta, limites de detecção e significância dos ensaios empregados, para as análises toxicológicas, estão apresentados no Anexo 2-V, em forma consolidada.

## **J) Caracterização das emissões decorrentes da operação da unidade de produção**

A caracterização qualitativa das emissões gasosas (mistura de hidrocarbonetos com predominância de gás metano) e dos efluentes gerados durante a produção no Campo de Siri é baseada na análise dos pontos de emissão e nas atividades realizadas durante a fase de produção. As caracterizações decorridas das atividades de produção são divididas nas seguintes classes: emissões gasosas, águas de produção, efluentes oleosos e resíduos.

### Emissões gasosas:

As emissões de gás residual que poderão ocorrer durante a atividade de produção serão através do tubo de drenagem (tubo de despejo) de mistura oleosa e pelo vaso retentor de líquido que possuem vent com dispositivo corta chama alinhado para atmosfera. Estes equipamentos recebem cargas esporádicas de mistura oleosas contendo gases residuais, oriundos dos drenos abertos e fechados e das bandejas de equipamentos, em função das operações de processo como manobras de alinhamento após lançamento e recebimento de PIG e drenagens antes das atividades e inspeções/manutenção de vasos.

As possíveis emissões gasosas foram estimadas e consideradas reduzidas a partir da análise qualitativa em relação ao projeto de processo e as operações citadas anteriormente, permitindo avaliar que apenas o gás residual de trechos de linhas e a mistura óleo e gás dos drenos e descargas dos equipamentos, pode ser liberado pelas tomadas superiores do tubo e do vaso de retenção.

### Água de produção:

A água produzida a partir dos dois poços será enviada diretamente para o Pólo de Guamaré para tratamento adequado, juntamente com a mistura de óleo e gás através da linha de escoamento. Desta forma, não faz parte do escopo e planejamento do projeto nenhuma forma de tratamento, armazenamento temporário ou disposição de água de produção nas plataformas do Campo de Siri. Vale ressaltar que há previsão de produção de água a partir do 3º ano após a implantação do sistema de produção, conforme dados quantitativos apresentados pela curva de produção apresentado no item “F) Curva de produção prevista” desta seção.

### Efluentes sanitários:

O projeto das plataformas desabitadas do Campo de Siri não prevê o tratamento de efluentes sanitários, pois as unidades marítimas serão operadas remotamente e as equipes de inspeção e manutenção utilizarão as estações sanitárias das embarcações de apoio durante as visitas periódicas.

### Efluentes oleosos:

Os efluentes oleosos gerados nas plataformas (resíduos de processos) durante as atividades de produção são admitidos pelo sistema de coleta de cada um dos equipamentos que podem gerar estes resíduos. Este sistema é formado pelos drenos abertos e fechados e pelas bandejas de contenção (skids) dos equipamentos que, encaminham os efluentes oleosos para o tubo de drenagem (tubo de despejo), através de 3 linhas:

1. Linha de dreno aberto das bandejas de equipamentos: unidades de injeção de sequestrante de H<sub>2</sub>S , lançador e receptor de PIG´s e vaso separador de teste de gás;
2. Linha de dreno aberto para hidrocarbonetos: vaso separador de teste de gás;

3. Linha de dreno fechado de equipamentos: vaso separador de teste de gás e vaso de retenção de líquidos, lançador e receptor de PIG's,

A transferência dos efluentes oleosos para o tubo de drenagem (tubo de despejo) é realizada por diferença de densidade e ocorre apenas no caso de derrames de produtos dos tanques e vasos para as bandejas de coleta dos equipamentos, durante a atividade de manutenção. O resíduo oleoso "sobrenadante" é recuperado por uma bomba pneumática de acionamento local, através da tomada superior da linha de sucção do tubo de drenagem (tubo de despejo), que é conectada ao entroncamento antes da válvula SDV (shut down valve) da plataforma PSIR-1, para posterior encaminhamento pela linha de escoamento até a planta de tratamento da UTPF, no Pólo de Guamaré.

O tubo de drenagem (tubo de despejo) opera com um selo de 20% de água para o caso de falhas das chaves de nível, alarmes e comandos de operação de interrupção da produção, o que garante no caso de acúmulo de carga de óleo no tubo, o transbordo apenas de água (isenta de óleo) pela linha de descarga até a equalização da pressão hidrostática em razão do tubo e da linha de descarga operarem em vasos comunicantes e a separação dos fluidos ocorrer por diferença de densidade.

O processo de controle e monitoramento da quantidade de resíduo transferido para o tubo de drenagem (tubo de despejo) é realizado remotamente a partir plataforma central PUB-2 (plataforma de Ubarana 2), por meio de malha de controle, composta de chaves de nível baixo e alto (LSL e LSH) e alarmes de nível (LAL e LAH), interligada a interface gráfica do operador, permitindo a tomada de decisão em relação a qualquer desvio ou falha operacional e interrupção imediata da produção.

## ***K) Segurança e proteção ambiental***

### ***K-1) Sistema de segurança e proteção ambiental das Unidades de Produção***

Os sistemas de segurança referentes às unidades de produção abrangem os sistemas de detecção de vazamento e incêndio, dispositivos de bloqueio e

válvulas de segurança utilizadas no controle do fluxo de gás e de óleo, conforme apresentado no item C) “Descrição das unidades de produção” desta seção. Além destes equipamentos, as unidades de produção dispõem de um sistema de alerta automático de derramamento de óleo composto por:

- **Sistema de Supervisão, Controle e Monitoramento Remoto por Instrumentos (Sistema Supervisório)**

Localizada na sala de controle da PUB-2 (Plataforma de Ubarana 2), é a interface gráfica do operador com o processo, sistemas e equipamentos, das plataformas desabitadas do Campo de Siri, provendo os comandos que permitem parada de equipamentos, fechamento e abertura das válvulas de segurança e a visualização das variáveis de processo e alarmes.

- **Controlador Lógico Programável – CLP**

Responsável pelo controle e intertravamento de segurança de todas as malhas de instrumentos, centralizando todas as informações que são visualizadas graficamente no Sistema Supervisório.

- **Sistema de Monitoramento por Instrumentos**

Todas as informações de pressão, temperatura do vaso separador de teste, nível do vaso separador de teste, posição (aberta/fechada) das válvulas referentes aos poços e dutos são obtidas por meio de instrumentos instalados no campo e enviadas para o Sistema Supervisório, sendo visualizadas na Sala de Controle da PUB-2 (plataforma de Ubarana 2).

### **Dispositivos para contenção de vazamentos**

A PETROBRAS dispõe de equipamentos e materiais de resposta a incidentes de poluição por óleo, conforme apresentado na Seção “II-8.3 – Plano de Emergência Individual”. Além disto a Empresa dispõe do Centro de Defesa

Ambiental, localizado em Guamaré, dimensionado para atender incidentes de poluição por óleo com vazamentos até 1000 m<sup>3</sup>, conforme contrato 055201/2001 firmado com a empresa Alpina Briggs Defesa Ambiental S/A, apresentado no Anexo 15 da seção “II.8.3 – Plano de Emergência Individual”.

## Sistema de Manutenção

A inspeção de equipamentos instalados nas plataformas da UN-RNCE (divisão da PETROBRAS responsável pelas unidades de produção da Bacia Potiguar – Rio Grande do Norte e Ceará) é controlada pelo Sistema SAP R/3, que contém:

- O cadastro com todos os dados dos equipamentos;
- Os Relatórios de Inspeção (RI) para cada equipamento elaborados por técnicos de inspeção de equipamentos e aprovados pelo Engenheiro de Inspeção;
- As Recomendações de Inspeção oriundas das inspeções efetuadas;
- A programação de inspeção dos equipamentos conforme suas periodicidades;
- O controle de atendimento das Recomendações de Inspeção emitidas pelos inspetores de equipamentos e atendidas pela equipe de manutenção.

A UN-RNCE possui a certificação em Serviço Próprio de Inspeção de Equipamento (SPIE) certificado junto ao Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP).

A periodicidade da inspeção depende do tipo de equipamento e está estabelecida no Sistema SAP R/3 e no Plano de Inspeção de Equipamentos (Anexo 2-VI), que foi elaborado com base em Normas Petrobras, Padrões SINPEP da UN-RNCE, histórico e experiência de campo acumulada pela PETROBRAS, em instalações similares que operam na Bacia Potiguar há cerca de vinte anos.

As tabelas abaixo apresentam a periodicidade de inspeção dos equipamentos



**Tabela II.2-18: Periodicidade de inspeção de equipamentos**

EQUIPAMENTO	NATUREZA E EXTENSÃO	PERIODICIDADE
Tubulações	Inspeção visual, medição de espessura e em alguns casos acompanhamento da corrosão.	Ver Tabela II.219
Riser	Inspeção visual para verificar presença de corrosão, danos mecânicos, vazamentos e estado da pintura. Medição da espessura por ultra-som Verificar condições do isolamento elétrico, defensas e flanges/parafusos.	2 anos
Guindaste	Inspeção visual nas estruturas e acessórios e eletromagnética nos cabos.	6 meses para cabos de aço
Vaso de pressão	Inspeção interna/externa e teste hidrostático	Ver Tabela II.2-20
Turco	Inspeção visual nas cápsulas, baleeiras e botes salvavidas e eletromagnética nos cabos.	6 meses
Dutos submarinos	Inspeção visual dos dutos, anodos e medição do potencial eletroquímico	5 anos
Dutos terrestres	Acompanhamento da proteção catódica, da monitoração da corrosão, do estado do duto em si e da faixa de domínio do duto	1 ano
Estrutura das plataformas	Inspeção visual dos membros, risers e anodos, medição do potencial eletroquímico e ensaio com partículas magnéticas ou ACFM (alternating current flux measurement)	Inspeção visual e medição do potencial – 5 anos. Inspeção em juntas – de acordo com indicação do projeto
Válvulas de segurança	Inspeção visual em operação e inspeção interna por ocasião da desmontagem e calibração	18 meses

**Tabela II.2-19: Inspeção em tubulações**

CLASSE	SERVIÇOS E PRODUTOS
A - serviços com maior potencial de risco, com imediatas providências em caso de emergência se houver vazamento	Serviços com inflamáveis, tais como: Petróleo bruto, Petróleo tratado e Óleo em processo; Serviços com ácido sulfúrico - Gás úmido, gás seco e condensado de gás - Gás ou óleo combustível
B- serviços em que um vazamento pode impedir o resultado do processo	- Água de aquecimento ou de resfriamento - Água de incêndio - Vapor d'água - Ar comprimido
C- serviços em que um vazamento pode dificultar a finalidade do processo	- Inibidor de corrosão - Água produzida - Inibidor de hidratos (Álcool e Metanol ) - Inibidor de incrustação
Periodicidade de Inspeção (em anos)	
Métodos de inspeção	Classes da tubulação
	A B C
Medição de espessura	3 3 4
Inspeção visual externa	3 3 4

**Tabela II.2-20: Inspeção de vasos de pressão**

INSPEÇÃO DE VASOS DE PRESSÃO E RESERVATÓRIOS DE AR COMPRIMIDO			
Categoria	Inspeção Interna	Inspeção Externa	Teste Hidrostático
I	6 anos	3 anos	12 anos
II	8 anos	4anos	16 anos
III	10anos	5 anos	conf PH
IV	12 anos	6 anos	conf PH
V	conf PH	7 anos	conf PH

- **Inspeção de segurança da instalação**

As instalações são inspecionadas por uma equipe multidisciplinar semestralmente, de acordo com cronograma definido anualmente. As recomendações de inspeção alimentam o sistema informatizado onde são definidos prazos e responsáveis para solução de não-conformidades observadas durante as inspeções.

- **Inspeções e manutenção em dutos submarinos**

As inspeções dos dutos submarinos serão realizadas a cada 5 anos, conforme o padrão corporativo N-1487 (Inspeção submarina-dutos), elaborado e gerenciado pelo E&P-CORP/ENGP/ISP.

A programação de inspeção externa de dutos submarinos se encontra cadastrada SAP R/3.

A periodicidade de cinco anos foi definida com base no histórico e na experiência em instalações similares da indústria de petróleo no Brasil e no exterior.

- **Inspeções e manutenção periódica nas jaquetas de plataformas**

As inspeções periódicas das jaquetas de plataformas serão realizadas a cada cinco anos. Estas serão realizadas por RCV, podendo também ser efetuada por mergulhadores. As tarefas de inspeção contemplam:

- Medição do potencial eletroquímico da estrutura da jaqueta para comprovação da eficiência da proteção catódica;
- Inspeção visual do estado de desgaste do anodo de sacrifício (proteção galvânica);
- Inspeção visual nos membros estruturais da jaqueta para verificação de danos mecânicos que comprometam a segurança da plataforma;
- Medição de espessura das incrustações da vida marinha na estrutura da jaqueta para comparar com o valor admissível de resistência a pressão de correntes marinhas;

- Medição de espessura de parede por ultra-som quando detectadas ocorrências de abrasão;
- Inspeção de tubos verticais para condução de fluidos entre plataformas (risers).

De forma análoga aos dutos, as jaquetas são inspecionadas a cada cinco anos. Após a inspeção submarina é elaborado um relatório de diagnóstico dos problemas e não conformidades, para serem solucionados em função da prioridade definida com base no potencial de risco. Um plano de manutenção é elaborado para eliminar as pendências apontadas no relatório da inspeção.

### **Sistema de Tratamento de Efluentes**

Os sistemas de tratamento de água oleosa, das plataformas PSIR-1 e PSIR-2, encontram-se descritos no item “C) Descrição das Unidades de Produção desta seção.

### **Sistema de Gerenciamento de Resíduos**

Os eventuais resíduos gerados serão gerenciados em conformidade com as diretrizes e procedimentos apresentados no Projeto de Controle da Poluição, que estabelece dentre outras orientações, os procedimentos para implantação do programa de coleta seletiva, visando promover o adequado gerenciamento dos resíduos.

O fato das plataformas do Campo de Siri operarem de forma remota irá contribuir para uma baixa geração de resíduos, uma vez que não haverá funcionários a bordo, exceto durante a permanência temporária da equipe de manutenção periódica.

O desembarque dos resíduos será controlado através de registros efetuados na Ficha de Controle e Disposição de Resíduos (FCDR), conforme previsto no Projeto de Controle da Poluição. Além do emprego da FCDR, a PETROBRAS irá disponibilizar um programa denominado SIGRE - Sistema de Gerenciamento de Resíduos. Neste programa serão cadastrados todos os resíduos oriundos das plataformas do Campo de Siri e será feito um rastreamento atualizado de todas as

etapas de seu gerenciamento, desde da coleta, segregação, classificação, armazenamento, transporte, tratamento e/ou destinação final.

As diretrizes, metas, procedimentos de controle e outros documentos que compõem o projeto estão apresentados na Seção II.7.2 " Projeto de Controle da Poluição".

## ***K-2) Sistema de segurança e proteção ambiental da plataforma Auto Elevatória PA-09 (P-IV)***

### ***Sistema de Ancoragem***

A plataforma PA-09 (P-IV) possui um sistema de *jack-up*, que permite o apoio da unidade com segurança no fundo marinho através de três pernas fixas. Embora a unidade possua âncoras, estas somente serão utilizadas em situações de entradas (posicionamento). Os equipamentos que compõem este sistema estão apresentados no item "E-1) *Descrição da plataforma PA-09 (P-IV)*" desta seção.

### **Sistema de Segurança**

O sistema de segurança da plataforma PA-09 (P-IV) é composto por sistemas de detecção de gases e vapores e sistema de combate a incêndio. Estes sistemas estão descritos no item "E-1) *Descrição da plataforma PA-09 (P-IV)*" desta seção.

### **Sistema de Combate a Derramamentos**

A unidade dispõe de 3 kits SOPEP, para combate a derramamentos ocorridos nos limites da plataforma, acondicionados em tambores de 200 litros devidamente identificados e localizados a meia nau a boreste, meia nau a bombordo e na popa a bombordo. Cada kit tem capacidade de absorção de aproximadamente 181,7 litros, contendo os seguintes equipamentos:

- 10 almofadas absorventes;

- 5 cordões absorventes de 2,5 m cada;
- 5 sacos com produto absorvente solto, com 21,2 litros cada saco;
- 1 pá dobrável;
- 1 pá fixa;
- 1 balde de 13,2 litros;
- 2 litros de sabão emulsificante;
- 2 roupas Tyvec;
- 2 pares de luvas de PVC;
- 2 óculos de segurança;
- 2 sacos para descarte.

Caso haja algum derramamento de óleo que ultrapasse os limites físicos da plataforma, ou seja, que atinja o mar, o GEPLAT – Gerente da plataforma acionará imediatamente o Plano de Contingência Local da UN-RNCE.

### **Sistema de Geração de Energia de Emergência**

O Sistema de Geração de Energia de Emergência é composto por um grupo gerador de 130 KW, gerando uma tensão de saída de 440 V e 60 Hz. O sistema está dimensionado para garantir o atendimento aos seguintes equipamentos e sistemas essenciais, em situações de falha dos geradores principais:

- 1 bomba de profundidade;
- 1 bomba de incêndio;
- 1 máquina de solda elétrica;
- 1 compressor de ar;
- acomodações em geral;
- sistema de iluminação;
- oficina.

As especificações técnicas dos equipamentos do sistema de geração de energia de emergência estão apresentadas no item “E-1) *Descrição da plataforma PA-09 (P-IV)*” desta seção.

## Sistema de Tratamento de Efluentes

Os sistemas de tratamento de efluentes sanitários e água oleosa, da plataforma PA-09, encontram-se descritos no item “E-1) *Descrição da plataforma PA-09 (P-IV)*” desta seção.

## Sistema de Gerenciamento de Resíduos

O sistema de Gerenciamento de Resíduos da plataforma encontra-se baseado nas DIRETRIZES apresentadas abaixo, em ordem hierárquica:

- a) não geração de resíduos;
- b) minimização da geração;
- c) reutilização;
- d) reciclagem;
- e) tratamento;
- f) disposição final adequada, buscando não causar impacto ao meio ambiente e em conformidade com a legislação.

Em todas as áreas da plataforma são disponibilizados recipientes apropriados e devidamente sinalizados, para atendimento ao procedimento de coleta seletiva.

Os restos de alimentos são processados em triturador industrial modelo DPM-2, e descartados no mar conforme MARPOL 73/78 – Apêndice V regra 4(2).

A caracterização e a disposição dos resíduos gerados na plataforma são executadas em conformidade com o procedimento PE-21-00108 - Coleta Seletiva e Destinação Final de Resíduos, estabelecido pelo sistema de gestão de QSMS (Qualidade, Segurança, Meio Ambiente e Saúde).

### **K-3) Sistema de segurança e proteção ambiental da embarcação Mayo**

#### **Sistema de Posicionamento Dinâmico**

Como mencionado no item “E-2) Descrição da Embarcação Mayo” desta seção, a embarcação é dotada de um sistema de Posicionamento Dinâmico do Tipo ADP 503 MK2 DP. Além deste equipamento a embarcação possui radares e ecobatímetros, que contribuem para o correto posicionamento e controle de navegação durante o lançamento de linhas.

#### **Sistema de Segurança**

O sistema de segurança da embarcação é composto por sistemas: de alarme, detecção de incêndio, combate a incêndio e parada de emergência, conforme apresentado no item “E-2) Descrição da Embarcação Mayo” desta seção.

#### **Sistema de Combate a Derramamentos**

A embarcação Mayo dispõe de *kits* SOPEP, conforme definido na Convenção Internacional para Prevenção da Poluição Causada por Navios – MARPOL 73/78, destinado à utilização em derramamentos de óleo na área física da embarcação. Os materiais que compõem os *kits* (absorventes, luvas de PVC, trapos, pá e vassoura) estão acondicionados em 03 caixas pintadas de verde, localizadas na proa, meia-nau e popa da embarcação.

Caso haja algum derramamento de óleo que ultrapasse os limites físicos da embarcação, ou seja, que atinja o mar, o comandante da embarcação acionará imediatamente o Plano de Contingência Local da UN-RNCE.

#### **Sistema de Geração de Energia de Emergência**

A embarcação Mayo apresenta dois conjuntos de geradores que operam em redundância. No caso de falha de um dos conjuntos de geradores, o outro gerador pode operar de forma independente, garantido o fornecimento de energia.



O sistema de geração de energia da embarcação está descrito no Item E-2) *Descrição da Embarcação Mayo* desta seção.

### **Sistema de Tratamento de Efluentes**

Os sistemas de tratamento de efluentes sanitários e água oleosa da embarcação, encontram-se descritos no Item “E-2) *Descrição da Embarcação Mayo*” desta seção.

### **Sistema de Gerenciamento de Resíduos**

A PETROBRAS será responsável pelo adequado gerenciamento (coleta, segregação, armazenamento, transporte e/ou tratamento ou destinação final) de todos os resíduos gerados durante as atividades de lançamento da linha de escoamento do Campo de Siri, juntamente com a empresa contratada.

A caracterização e a disposição dos resíduos gerados na embarcação , durante as atividades serão executadas em conformidade com o procedimento PE-21-00108 - Coleta Seletiva e Destinação Final de Resíduos, estabelecido pelo sistema de gestão de QSMS (Qualidade, Segurança, Meio Ambiente e Saúde) da PETROBRAS. Cabe ressaltar que apesar da embarcação dispor de incinerador, os resíduos gerados não serão incinerados a bordo.

### **L) Perspectivas de expansão**

Os valores máximos das médias diárias de produção no Campo de Siri ocorrerão em 2007 com capacidade de produção podendo chegar a 59 m<sup>3</sup>/dia de óleo, e em 2008 com a produção de gás podendo chegar a 120 Mm<sup>3</sup>/dia. Porém não estão previstas, no projeto de desenvolvimento deste Campo, perspectivas de expansão como, perfuração de novos poços, comissionamento de novas unidades de produção e o lançamento de novas linhas de escoamento ou transferência.

### ***M) Descrição da infra-estrutura de apoio.***

A infra-estrutura de apoio para as operações de instalação, manutenção, produção e escoamento de óleo gás do Campo de Siri é composta de base terrestre, base de apoio aéreo e base de marítimo. As informações relevantes sobre recursos e sobre a operacionalidade de cada base são apresentadas a seguir:

#### **Base de Apoio Aéreo**

O apoio aéreo utilizado para as operações de instalação, manutenção, inspeção e reparos de equipamentos, além de transporte de materiais, será provido por aeronaves, contratadas pela empresa, a partir do Heliponto de Guamaré, que é operado e de propriedade da PETROBRAS.

#### **Base de Apoio Marítimo**

As Bases de apoio marítimas a serem utilizadas durante o processo de instalação das plataformas serão o Porto de Fortaleza, localizado na enseada de Mucuripe, onde ficarão armazenadas as bobinas de duto flexível. O transporte de cargas de maior porte será realizado a partir do Porto de Paracuru, situado a 100 km de Fortaleza, no Estado do Ceará.

Para o desenvolvimento das operações de produção e escoamento do Campo de Siri o apoio logístico e operacional será realizado por embarcações, que estarão alocadas no píer de Guamaré. A frota utilizada pela PETROBRAS para o apoio logístico, transporte de carga e funcionários inclui 10 embarcações, entre rebocadores e lanchas de apoio.

#### **Porto de Fortaleza**

Conforme mencionado, o Porto de Fortaleza, cuja administração é exercida pela Companhia Docas do Ceará, será utilizado para operações de apoio durante o processo de instalação do empreendimento.

O Porto de Fortaleza possui um cais comercial de 1.050 m de comprimento, com cinco berços, de profundidades entre 03 m e 10 m, destinados a atracação de grandes embarcações, e um berço, de 210 m de comprimento e profundidade de 03 m a 05 m destinado a pequenas embarcações. O Porto dispõe ainda, de cinco armazéns com 6.000 m<sup>2</sup> cada um, totalizando 30.000 m<sup>2</sup>, pátios a céu aberto para contêineres, sendo 61.000 m<sup>2</sup> pavimentados e 11.577 m<sup>2</sup> não pavimentados, pátio para minérios, com 156.400m<sup>2</sup>, e pátio pavimentado para exportação, medindo 3.520 m<sup>2</sup>.

O píer do Porto de Fortaleza é formado por dois berços de 90 m de extensão com 11 m de profundidade destinado à movimentação de petróleo e derivados.

Fora da área do porto estão instalados 42 tanques, com capacidade total de 123.000 t, pertencentes a diversas empresas distribuidoras de derivados de petróleo.

### **Porto de Paracuru**

A base de apoio de Paracuru possui uma área aproximada de 4 hectares, composto de área para embarque e desembarque de tubos, três galpões de armazenagem de produtos químicos, materiais de manutenção e granel. Possui um Píer com capacidade para rebocadores com calado de até 6m, sendo a atracação de um rebocador por vez, guindaste com capacidade para operar com até 13 ton, um heliponto e uma lancha para transporte de pessoal.

### **Infra-Estrutura Terrestre**

A infra-estrutura terrestre utilizada será o Pólo Industrial de Guamaré, que se situa no Estado do Rio Grande do Norte, e foi construído pela PETROBRAS para beneficiar o óleo e o gás natural oriundos dos campos marítimos e terrestres do Estado.

No Pólo Industrial está instalada a UTPF - Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos, que para o desenvolvimento de suas atividades possui, 2 Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), 1 Estação de Tratamento de Óleo (ETO), 1 Terminal de Armazenamento e Transferência de

Óleo, 1 Estação de Compressores, 2 Gasodutos de exportação (Nordestão e Gasfor), 1 Planta de Diesel, 3 Estações de Tratamento de Efluentes (ETE) e 2 Emissários Submarinos. Além da UTPF, no município de Guamaré está localizado um dos nove Centros de Defesa Ambiental (CDAs), estrategicamente posicionados em todo o país para dotar a Companhia de uma estrutura de materiais, equipamentos e pessoal treinado para o atendimento a emergências de caráter regional e nacional. Aumentando, assim, sua capacidade de resposta a eventuais acidentes com vazamento de óleo. O CDA de Guamaré, aparelhado tanto para atender as instalações offshore da empresa como os terminais, planta de gás natural e outras operações terrestres, estará permanentemente em prontidão para atender a eventuais emergências nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco.



**Figura II.2-17:** Vista parcial do Pólo Industrial de Guamaré.

No anexo 2-VII é apresentada a Licença de Operação (LO) do Terminal Portuário de Guamaré.

### **Descrição da operação dos barcos de apoio**

O apoio às operações da plataforma auto-elevatória que irá instalar as unidades de produção de Siri, será realizado da seguinte forma:

- a) Transporte de cargas de convés de maior porte e cargas a granel: será realizado por rebocadores a partir do píer da PETROBRAS em Paracuru-CE, utilizando-se guindaste e empilhadeira;
- b) Transporte de cargas de pequeno e médio porte: Será realizado por rebocadores a partir do porto da PETROBRAS em Guamaré-RN;
- c) O óleo diesel será transportado por rebocadores a partir do porto de Fortaleza-CE;
- d) A água a ser fornecida para as operações será obtida a partir de um poço perfurado na praia de Upanema, e transportada até as embarcações através de um sistema de adutora e bóia de atracação;
- e) Transporte de pessoal: será realizado, preferencialmente, por lancha tipo P3 CATAMARÃ, complementado por helicóptero, a partir do heliponto localizado no Pólo Industrial de Guamaré-RN;
- f) Infra-estruturas de apoio: Porto de Guamaré-RN, píer da PETROBRAS em Paracuru-CE, porto de Fortaleza-CE, heliponto do Pólo Industrial de Guamaré e adutora de Upanema;
- g) Áreas de armazenamentos: nas Instalações da PETROBRAS em Mossoró-RN e temporário no porto de Guamaré e píer de Paracuru-CE.

Nas Tabelas II.2-20 e II.2-21 são apresentadas às especificações das embarcações de apoio que serão utilizadas na atividade de instalação das jaquetas e na atividade de completação e montagem dos equipamentos (facilidades). Os certificados das embarcações de apoio são apresentados no Anexo 2-VIII.

**Tabela II.2-21:** Especificações das embarcações de apoio na etapa de instalação das jaquetas.

EMBARCAÇÃO	REBOCADOR GOLIATH TIDE	REBOCADOR ASSO VENTI	REBOCADOR VARAZZE	REBOCADOR MAMMOTH TIDE
Tipo de Embarcação	TS 7000	AHTS 7000 OR	AHTS 7000	TS 7000
Carga convés (t)	500	600	400	500
Convés dimensões (m)	9,70 X 33,50	9,0 X 25,0	9,0 X 29,0	9,70 X 33,50
Velocidade de Navegação (nós)	10	10	10	10
Resisten. Conv. (t/m <sup>2</sup> )	7,34	5	5	7,34
Calado Máximo (m)	5,00	5,98	4,80	5,00
Calado Mínimo (m)	3,14	4,10	3,80	3,14
Ton. bruta	1.189	2.136	1.084	1.189
B.pull (t)	80	80	84	80
Pax	6	6	6	6
Capacidade de Transporte de Água (m <sup>3</sup> )	480	400	350	480
Capacidade de Transporte de Diesel (m <sup>3</sup> )	480	500	300	480
Vazão de Abastecimento (m <sup>3</sup> /h)	70	80	60	70
Qtde de silos	4	2	4	4
Capacidade de Transporte de Granel (m <sup>3</sup> )	120	120	120	120
Vazão de transferência de produtos a granel (t/h)	20	20	20	20
Capacidade de Transporte de Fluído (m <sup>3</sup> )	120	120	100	120
Vazão de transferência de fluidos (m <sup>3</sup> /h)	60	70	60	60

**Tabela II.2-22:** Especificações das embarcações de apoio na etapa de conclusão e montagem.

EMBARCAÇÃO	D' ISABELA	D'CECÍLIA	D'GEORGIANA	PEGASUS	SUSAN TIDE
Tipo de Embarcação	SV 300	SV 300	SV 300	P	UT 4000
Carga convés (t)	150	150	150	2	150
Convés dimensões (m)	23 X 7	23 X 7	23 X 7	11 X 5,5	24 X 7,5
Velocidade de Navegação (nós)	8	8	8	12	20
Resisten. Conv. (t/m <sup>2</sup> )	2	2	2	0,4	1,2
Calado Máximo (m)	3	3	3	1	2,6
Calado Mínimo (m)	2,2	2,2	2,2	0,65	1,5
Ton. bruta	366	366	366	10	350
B.pull (t)	-	-	-	-	-
Pax	4	4	4	50	60
Capacidade de Transporte de Água (m <sup>3</sup> )	160	160	160	0,8	90
Capacidade de Transporte de Diesel (m <sup>3</sup> )	120	120	120	4	90
Vazão de Abastecimento (m <sup>3</sup> /h)	40	40	40	-	45
Qtde de silos	-	-	-	-	-
Capacidade de Transporte de Granel (m <sup>3</sup> )	-	-	-	-	-
Vazão de transferência de produtos a granel (t/h)	-	-	-	-	-
Capacidade de Transporte de Fluido (m <sup>3</sup> )	-	-	-	-	-
Vazão de transferência de fluidos (m <sup>3</sup> /h)	-	-	-	-	-



## ***N) Desativação das Instalações***

A desativação do Campo de Siri será realizada de acordo com o “Plano de Desativação das Instalações”, apresentado no item “II.7.6 – Projeto de Desativação” da seção II.7. Este plano aborda as ações que serão realizadas à luz da tecnologia atual e da legislação vigente e deve ser revisado e atualizado nas renovações das licenças de operação e no mínimo com 180 (cento e oitenta) dias antes da notificação de terminação do desenvolvimento dos campos feita a ANP – Agência Nacional de Petróleo, com aprovação do IBAMA, órgão ao qual compete o controle ambiental da área e de autoridade marítima da região.

A elaboração do "Plano de Desativação das Instalações" tem por objetivo organizar procedimentos, ações e atividades de acordo com as características de cada concessão, a serem traduzidos por um cronograma físico

O “Plano de Desativação das Instalações”, deverá dar subsídios para a elaboração do “Programa de Desativação das Instalações” a ser enviado a ANP, conforme consta no Regulamento Técnico de Desativação de Instalações e Devoluções de Áreas de Concessão na Fase de Produção, colocada em Consulta Pública em 14.08.2002, aguardando a edição da versão final e publicação no DOU – Diário Oficial da União.

O procedimento de desativação de instalações de produção de petróleo é padronizado pela PETROBRAS como procedimento de execução código E&P-PE-11-00142 e suas revisões controladas através do SINPEP – Sistema Informatizado de Padronização da PETROBRAS. A seguir são apresentados os documentos complementares que, também foram utilizados para elaboração do “Plano de Desativação das Instalações”

- Portaria ANP 025/02 – Regulamento de Abandono de poços Perfurados;
- Norma PETROBRAS N-2730 Abandono de poços;
- Padrão PETROBRAS PG-11-0145 – Gerenciamento da Desativação de Instalações de Produção de Petróleo – Fase de Produção.