

II.8 - ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS E PLANO DE EMERGÊNCIA INDIVIDUAL

II.8.1 - Análise de Riscos Ambientais

Apresentação

O estudo de Análise de Riscos Ambientais identifica e avalia qualitativamente os perigos, as potenciais conseqüências no meio ambiente e os riscos decorrentes da implantação do empreendimento que compreende as atividades de instalação das plataformas de produção (PSIR-1 e PSIR-2), lançamento de linhas, exploração de óleo e gás natural utilizando as plataformas do Campo de Siri e o escoamento em fluxo bifásico¹ por uma única linha flexível para o Pólo de Guamaré.

Apresentação da Metodologia

A metodologia empregada para identificação e avaliação dos riscos ambientais utilizou a Análise Histórica de Acidentes em plataformas e linhas submarinas e da Análise Preliminar de Risco – APR. A APR foi a técnica aplicada de forma sistemática nos sistemas de unidade de produção, buscando identificar e diagnosticar a tipologia dos riscos em cada fase do processo produtivo da atividade operacional.

Esta metodologia permite obter um diagnóstico qualitativo dos possíveis desvios operacionais que possam ocasionar danos ao meio ambiente, e um diagnóstico quantitativo referente ao inventário do agente estressor, presente nos limites de cada sistema ou subsistema definido no estudo. Neste caso específico, o agente estressor considerado nas avaliações são o óleo e derivados de óleo, gás natural e outros produtos químicos para a análise das potenciais conseqüências ambientais relacionadas ao desvio operacional, relação causa – efeito do perigo para o meio ambiente.

¹ Escoamento bifásico: Escoamento no qual o gás e o líquido seguem juntos sem qualquer tipo de separação

O estudo foi subsidiado utilizando os documentos fornecidos pela empresa como projeto descritivo do empreendimento, normas, plantas de engenharia e processo e procedimentos operacionais. As informações obtidas foram tratadas e analisadas sistematicamente, permitindo o desenvolvimento de um estudo para a identificação e caracterização dos perigos e construção dos cenários de acidentes para cada fase operacional do empreendimento descrito neste EIA: instalação das plataformas, lançamento de linhas, exploração e escoamento dos fluidos (óleo e gás natural).

Os resultados da APP foram apresentados na forma de planilha para permitir uma análise da identificação dos riscos, potenciais conseqüências e medidas de mitigação para cada sistema e subsistema de forma a facilitar a análise das informações para a Gestão do Risco.

Após o desenvolvimento da Análise Preliminar de Perigo foi elaborado o Plano de Gerenciamento de Riscos, apresentado no item II.8.2 deste estudo, onde são apresentados os procedimentos e as medidas mitigadoras, objetivando reduzir os riscos ambientais para aumentar a confiabilidade operacional das atividades de produção e escoamento de óleo e gás natural do Campo de Siri, Bacia Potiguar.

II.8.1.1- Descrição das Instalações e do Processo

A) Principais Sistemas

A descrição dos sistemas e subsistemas, as operações de transferência e estocagem de óleo diesel, além dos principais equipamentos e tipos de produtos ou substâncias são apresentados nas seguintes etapas:

- Instalação das plataformas PSIR-1 e PSIR-2 pela plataforma PA-09;
- Lançamento de linhas pela embarcação Mayo;
- Produção e escoamento de óleo e gás natural;
- Apoio logístico da embarcação de apoio

A-1- Instalação de plataformas (PA-09)

Para o desenvolvimento das operações de instalação das plataformas, tipo *Cassion* e completação dos poços, a plataforma PA-09 possui vários equipamentos que estão agrupados em sistemas e subsistemas principais e são apresentadas a seguir, de acordo com as suas funções.

Principais Sistemas e Subsistemas da Unidade Marítima PA-09

- 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 e Navegação
- Sistema 7: Ancoragem
- Sistema 8: Segurança da Unidade Marítima
- Sistema 9: Salvatagem

Sistema 1: Segurança do poço

Para realização da atividade de completação a plataforma PA-09 dispõe dos seguintes equipamentos de segurança e controle para preparação do poço para produção. Os equipamentos e dispositivos e principalmente o BOP, são instalados antes da remoção dos tampões de cimento do poço, para evitar qualquer influxo de óleo e gás natural para o ambiente. Os principais equipamentos de segurança são listados a seguir:

Quadro II.8-1: Equipamentos de segurança e controle do poço

BOP ESFÉRICO SHAFFER de 13 5/8" x 5000 psi
BOP DUPLO SHAFFER tipo SL de 13 5/8" x 5000 psi
BOP SIMPLES SHAFFER de 13 5/8" x 5000 psi
Indicador peso da coluna
Indicador de torque da chave flutuante
Manômetro de lama range 0 – 6000 psi
Mud Volume Totalizer
Mud Flow Fill
Indicador de RPM
Indicador de SPM
Registrador de parâmetros com Peso da coluna, Taxa de penetração, Torque da mesa, Pressão de bombeio

Sistema 2: 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 3: Geração de Energia

A plataforma PA-09 possui um sistema de geração de energia composto pelos seguintes equipamentos:

Quadro II.8-2: Equipamentos de geração de energia

ITEM	QUANT.
Motor Principal, 1.200 hp 1200 rpm	04
Gerador AC Principal, , potência 625 KVA, 480 V, 60 Hz, 1.200 rpm	03
Gerador DC Principal, potência 900 hp, 1.200 rpm	04
Motor do gerador de emergência diesel, 1.800 rpm 173 KW	01
Gerador de emergência, 130 KW, 440 V, 60 Hz	01

O sistema de geração de energia 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 4: Drenagem e Tratamento de Efluentes

A plataforma PA-09 dispõe de um sistema de drenagem e tratamento de águas oleosas geradas durante as atividades operacionais da unidade marítima.

O sistema de drenagem foi projetado para coletar líquidos provenientes do convés principal, área do estaleiro de tubos, convés de máquinas, de forma a receber os resíduos das diversas áreas da plataforma.

A água oleosa coletada das áreas é encaminhada para o sistema de tratamento instalado dentro do Tanque de Pré-carga nº 5 composto por uma caixa de sedimentos, separador água/óleo de placas coalescentes e tubo skimmer (SAO-2111 01 A/B/C), com capacidade de 2,4 m³/hora (total), para promover retirada dos sólidos em suspensão e uma separação primária de óleo.

A água oleosa pré-processada é direcionada para um reservatório de água com capacidade de volumétrica de 9 m³ e deste reservatório é realizada a captação por uma unidade de separação final (SAO-2111.02), operando com uma vazão de operação 2,5 m³/h, separando o óleo livre na água e permitindo o descarte desta para o mar, somente quando o teor de óleo na água for abaixo de 15 ppm.

Durante a operação da unidade de separação final, a água oleosa processada é analisada continuamente no medidor de teor de óleo e graxas

(TOG). Para um teor de óleo menor que 15 ppm a água processada é descarregada para o mar, e se for maior, retorna para recircular realizando novo processamento até atingir a concentração de óleo para descarte.

Para o tratamento dos efluentes sanitários (águas servidas) a plataforma possui uma unidade de tratamento de esgotos, que trata biologicamente os detritos sanitários gerados através da 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 e retêm a fase líquida por meia hora antes da descarga. A fase sólida (lodo gerado) é continuamente recirculada com injeção de ar, para a câmara de aeração.

O sistema opera na vazão de 13,6 m³ (3000 galões) por dia, sendo que os efluentes descartados são analisados periodicamente, a fim de se verificar o atendimento aos requisitos da legislação aplicável.

Sistema 5: Armazenagem

O sistema de armazenagem é composto por tanques onde são armazenados combustíveis e insumos na plataforma PA-09, sendo 3 tanques para óleo combustível, 8 tanques para óleo lubrificante, 1 tanque para óleo hidráulico e o restante destinado para outros produtos. A capacidade de tancagem da plataforma é descrita a seguir:

Quadro II.8-3: Capacidade de tancagem

PRODUTO ESTOCADO	Nº DE TANQUES	VOLUME DE CADA TANQUE
Óleo diesel	03	82,5 m ³
Óleo hidráulico	01	0,59 m ³
Óleo lubrificante	08	5,33 m ³
Óleo sujo	01	2,9 m ³
Água potável (para consumo)	02	64,6 m ³

Sistema 6: Ancoragem

A plataforma PA-09 possui um sistema de *jack-up*, que permite o apoio da unidade com segurança no solo marinho através de três pernas fixas. Embora a unidade possua âncoras, estas somente serão utilizadas em situações de entradas para o correto posicionamento da unidade marítima.

O sistema de ancoragem, dispõem de 2 guinchos com capacidade de 22,5 ton, tambores para 400 m de cabo de aço de 1 1/4" dotados de indicadores de tensão e 2 âncoras de 4 ton.

Sistema 7: Comunicação

O sistema de comunicação da unidade, que auxilia a obtenção de dados e informações de outras unidades marítimas e instalações terrestres, além de fornecer suporte em situações de chamadas de emergência, é composto pelos seguintes equipamentos:

- 2 Transmissores com 9 canais - frequência PETROBRAS
- 1 Transmissor com 12 canais- frequência naval
- 1 Rádio Farol Tecnasa
- 1 Rádio VHF marítimo
- 1 Telefax
- 1 Anemômetro / Anemoscópio

Sistema 8: Segurança

O sistema de segurança da plataforma é composto por um conjunto de dispositivos de detecção de gases e vapores instalados em áreas específicas da unidade marítima, que tem a função de alarmar no caso de vazamentos de substâncias gasosas tóxicas ou inflamáveis para o ambiente.

O conjunto de dispositivos de detecção de gases é composto por 8 módulos que monitoram 26 sensores, sendo 13 sensores de H₂S e 13 sensores de CH₄ 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.

Além destes dispositivos, fazem parte do sistema, os equipamentos de combate a incêndio instalados em diversas áreas da unidade e no heliponto, como estações de incêndio e equipamentos de extinção de fogo que são especificados a seguir:

Quadro II.8-4: Equipamentos de combate a incêndio

QUANT	EQUIPAMENTOS DE COMBATE A INCÊNDIO
01	Sistema de espuma
02	Bomba de incêndio, vazão 50m ³ /h
02	Canhão de espuma no heliponto
13	Estações de incêndio
02	Extintor de incêndio de pó químico (04 kg)
22	Extintor de incêndio de pó químico (12 kg)
01	Extintor de incêndio de pó químico (50 kg)
02	Extintor de incêndio de pó químico (100 kg)
14	Extintor de CO2 (06 kg)
01	Extintor de CO2 (30 kg)
04	Extintor de H2O (10 l)

Sistema 9: Salvatagem

Este sistema visa garantir a evacuação da tripulação da unidade marítima em caso de emergência, sendo composto pelos seguintes equipamentos:

Quadro II.8-5: Equipamentos de salvatagem

QUANT	EQUIPAMENTOS DE SALVATAGEM
03	Cápsula Salva-vidas com capacidade para 28 pessoas
04	Balsa Inflável com capacidade para 25 pessoas
100	Colete Salva-vidas
01	Bote de resgate
12	Bóias salva vidas com dispositivo de sinalização diurno/noturno
01	EPIRB (Emergency Position-Indicating Radio Beacon) - Rádio-baliza de Indicação de Posição de Emergência por Satélite.
05	Radar Transponder (radar receptor - transmissor)

A-2- Embarcação Mayo

Para o desenvolvimento das operações da embarcação relacionadas ao lançamento de linhas, são utilizados diversos equipamentos que estão agrupados em sistemas e subsistemas de acordo com as suas funções, sendo descritos a seguir.

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 1: Posicionamento Dinâmico

A embarcação Mayo possui um Sistema de Posicionamento Dinâmico que tem como principal função garantir o correto posicionamento da embarcação durante as atividades de lançamento da linha.

O Sistema de Posicionamento Dinâmico do tipo ADP 503 MK2 DP, opera de forma redundante, consistindo de 2 computadores conectados com todos os sistemas de propulsão e mais o computador de diagnóstico supervisor. Desta forma, o controle de posicionamento dinâmico é formado por uma central computadorizada de análise e com comandos de back-up para realização de manobras de correção, garantindo a correta posição e a rota de navegação da embarcação a partir de informações recebidas pelos sensores externos da embarcação.

Sistema 2: 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:

- 2 Radares
- Sistema de comunicação e Transmissão de Dados que é composto por 1 GMDSS, 1 telefone por satélite e 1 sistema de informação Sat
- 3 Giroscópios e 1 Piloto automático
- 2 Ecobatímetros
- Indicadores de Inclinação e Carga
- Equipamentos Sonoros e Luminosos

Sistema 3: Geração de Energia

O sistema de geração de energia da embarcação 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, que possam comprometer a realização de operações vitais de navegação da embarcação ou comunicação de emergência.

Sistema 4: Propulsão

A embarcação Mayo possui um sistema de propulsão constituída por 4 motores a diesel com potência de 2220 KW cada um.

Sistema 5: Tratamento de Efluentes

A embarcação é dotada de um sistema de tratamento que visa recolher os efluentes sanitários e efluentes contaminados com óleos e enviar para unidades de controle e tratamento.

- sistema de tratamento do efluente sanitário;

A embarcação possui uma unidade de tratamento de esgotos, que trata biologicamente os detritos sanitários gerados. A sua capacidade de processamento é de 4,55 m³/dia, gerando efluentes sanitários com índice de coliformes fecais de 250/100 mililitros 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 Tipo OMD-11, com capacidade de separação de 2,5 m³/h operando a 309 rpm e equipado com um dispositivo de medição de teor de óleo (TOG), com dois alarmes de aviso ajustável entre 2 a 20 segundos para controle e descarte de água oleosa de acordo as normas internacionais de prevenção de poluição por óleo.

O medidor utiliza o princípio ótico por espalhamento de luz e sua faixa de medição varia de 0 à 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 Marpol 73/78.

Sistema 6: Armazenagem

O sistema de armazenagem da Mayo é composto por 45 tanques para estocagem de alguns produtos como óleo lubrificante, óleo combustível, água de lastro e água de consumo. A capacidade total de tancagem da embarcação,

referente ao volume total de cada tanque e os respectivos os produtos é apresentada no Quadro II.8-6.

Quadro II.8-6: Capacidade de tancagem

PRODUTO	Nº DE TANQUES	VOLUME
Combustível (óleo diesel)	20 (*)	1288 m ³
Óleo lubrificante	2	10,4 m ³
Água de lastro	15	1705 m ³
Água industrial	2	245,4 m ³
Água doce (cozinha, banho)	6	684,7 m ³

(*) Os tanques de óleo diesel (TQ-17 e TQ-18) apresentam a maior capacidade, correspondendo a 115,6 m³ cada um.

Sistema 7: 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.

- Sistema de alarme e Detecção de Incêndio

- 01 Sistema de alarme tipo Salwico C300, instalado em várias áreas do navio: cabines, passadiço, sala das máquinas e conveses e salas de operações.

- Sistema de Combate a Incêndio

- 01 Bomba com capacidade de 117 m³/h @ 7 bar
- 01 Bomba de emergência com capacidade de 25 m³/h @ 7 bar
- 03 Canhões Monitores com capacidade de 2400m³/h,
- 01 Sistema de combate a incêndio com espuma
- 01 Sistema de combate a incêndio 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 à 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 ações de controle em casos de acidentes como graves danos estruturais no casco da Mayo, provocado por agentes externos ou internos, requerendo a interrupção e o fechamento remoto da válvula de combustível e das portas à prova d'água, para evitar ou reduzir a extensão do dano.

Sistema 8: 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 que suportam 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

A.3- Plataformas de Produção

A produção de óleo e gás natural será realizada por duas plataformas satélites de produção (PSIR-1 e PSIR-2), do tipo *Caisson*, cada unidade com capacidade de extração e transferência dos fluidos através de um único poço produtor. O processo terá início com a extração de óleo (óleo e gás associado) na plataforma PSIR-2. Este fluido é enviado através de uma única linha para a plataforma PSIR-1, que é produtora de gás natural, e possui um vaso separador para medição da carga de produção, tendo a função de coletar, separar e medir as correntes de óleo e gás natural separadamente. Os fluidos após a medição são enviados através de uma única linha em fluxo bifásico para o Pólo de Guamaré.

Para o desenvolvimento das atividades operacionais as plataformas possuem equipamentos de processos que estão agrupados de acordo com suas funções específicas. Os processos realizados na plataforma satélite são:

- Extração;
- Medição de óleo e gás natural;
- Escoamento.

Os sistemas da plataforma satélite de produção para processamento de óleo e gás natural, descrito neste estudo, com potencial de descarga de produtos para o ambiente são:

- Sistema 1: Produção de Óleo e Gás;
- Sistema 2: Separação e Medição de Óleo/Gás;
- Sistema 3: Escoamento da Produção;
- Sistema 4: Sistemas Secundários;
 - Subsistema 4.1: Passagem de PIG;
 - Subsistema 4.2: Drenagem e Tratamento de Resíduos Oleosos;

- Subsistema 4.3: Combate a Incêndio;
- Subsistema 4.4: Salvatagem;
- Subsistema 4.5: Supervisão, Controle e Intertravamento de Segurança.

O planejamento da operação, bem como a descrição detalhada da atividade e o fluxograma de processo, estão apresentados na seção II.2.4 - Descrição da Atividade deste Estudo de Impacto Ambiental, permitindo uma análise integral dos processos realizados nas plataformas.

A descrição dos sistemas com enfoque para funções, principais equipamentos e tipos de produtos são apresentados a seguir, assim como as atividades de apoio operacional as plataformas:

Sistema 1: Produção de Óleo e Gás

Este sistema é composto por vários equipamentos e acessórios, cuja finalidade é extrair os fluidos produzidos das jazidas até os equipamentos de superfície as plataformas, bem como controlar o fluxo da produção dos dois poços. Destaca-se entre os equipamentos do sistema de produção dois conjuntos principais: a coluna de produção e a árvore de natal.

Coluna de Produção

A coluna de produção é a tubulação que se estende da zona produtora até a cabeça do poço no *deck* da plataforma, onde se localiza a árvore de natal para controle do fluxo dos fluidos extraídos. A coluna é composta por uma série de equipamentos e instrumentos que permitem o controle da produção, garantindo à operação de extração de óleo e gás natural. Os principais equipamentos instalados na coluna de produção e as suas respectivas funções considerando os aspectos de segurança, são descritas a seguir:

- Packer ou obturador - Dispositivo que tem a função principal de isolar os intervalos produtores do espaço anular ente a coluna e o revestimento, 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.

- Válvula de retenção - Tem a finalidade de garantir que a coluna de produção esteja completamente cheia de fluido evitando o fluxo da coluna para o espaço anular do poço, devido as possíveis paradas de produção.
- Válvula de segurança de subsuperfície (SSSV) – Este equipamento permite o fechamento imediato do poço em casos de emergência. Este dispositivo de segurança oferece a 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 na ocorrência de falhas por perda de sinal. O acionamento da válvula SSSV será demandado quando o sistema de segurança de superfície falhar, houver pressão baixa na linha de produção, explosão ou incêndio, ou qualquer outro desvio operacional de processo.

A extração de fluidos na plataforma PSIR-1 será realizada de forma convencional, através da própria pressão liberada pelo reservatório, utilizando os equipamentos citados anteriormente. Na plataforma PSIR-2, além dos principais equipamentos que compõe a coluna, será instalado um sistema de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), para realizar a elevação artificial do fluido, devido a insuficiente energia do reservatório para gerar a vazão adequada de produção.

Árvore de Natal

A árvore de natal seca que será instalada em cada plataforma é o equipamento de superfície constituído por um conjunto de válvulas gavetas, com a finalidade de permitir, de forma controlada, o fluxo de óleo e gás natural do poço por acionamento hidráulico, pneumático ou manual. As árvores serão do tipo convencional e projetadas para suportar pressões de até 5.000 psi sendo compostas pelos seguintes tipos de válvulas, conforme sua função: válvula mestra, válvula lateral, válvula choke e válvula de pistoneio.

As válvulas mestras (UM1, LM1, M1 e M2) possuem 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. A válvula válvula choke (HV) permite o controle da vazão do fluido produzido e as válvulas de pistoneio de produção (SW1) e do anular (SW2) promovem a descida de ferramentas dentro da coluna de produção no caso de operações de manutenção ou inspeção do poço, isto é, intervenção do poço. Estas válvulas possuem acionamento hidráulico e pneumático, a partir do Sistema de Controle constituído do painel hidráulico e painel eletrônico local cujas ações são monitoradas na sala de controle da PUB-2 (Plataforma de Ubarana 2).

As válvulas instaladas na 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 ao sistema.

Sistema 2: Separação e Medição de Óleo/Gás

Este sistema engloba o processo de separação e medição dos fluidos enviados através da árvore de natal na plataforma PSIR-1. O sistema possui o vaso separador para a separação primária de óleo e gás natural de produção dos poços 1- RNS-140 e 3-RNS-143, respectivamente, permitindo desta forma medir as variáveis de processo de vazão e pressão de cada corrente e componentes oriundos da mistura bifásica. O separador apresenta a capacidade de operação de 100 m³/dia para óleo e de 150 Mm³/dia para gás na pressão de 30 Kgf/cm² a 50 °C.

Sistema 3: Escoamento da Produção

Os fluidos originados nos dois poços do Campo de Siri são exportados por uma única linha flexível, em fluxo bifásico, através do sistema de escoamento para a UTPF-Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos, localizada no Pólo de Guamaré.

O sistema de escoamento da produção é composto por um primeiro trecho de linha e por *risers* de entrada e saída, e por segundo trecho que é a linha flexível de escoamento que tem como finalidade transportar os fluidos produzidos (óleo e gás natural) das duas plataformas satélites, PSIR-2 e PSIR-1 para a unidade terrestre.

O primeiro trecho de linha liga a plataforma PSIR-2 a plataforma PSIR-1, possui 4 polegadas de diâmetro e 1,8 Km de comprimento e é interligado ao segundo trecho através de uma estrutura rígida de aço carbono. Este trecho possui 6 polegadas de diâmetro e 15,5 km de extensão, sendo que deste total, 4,8 km estão localizados em terra.

A linha de escoamento também possui válvulas de bloqueio automático (SDV) instaladas em suas extremidades, que atuam em caso de pressões altas, baixas ou vazamentos do sistema de escoamento. Além da válvula de bloqueio, também existem os anodos de sacrifício instalados em toda extensão da linha, o revestimento e as camadas de isolamento de proteção, prevenindo e reduzindo possíveis efeitos da corrosão para evitar vazamentos de óleo e gás natural.

Sistema 4: Sistemas Secundários

Subsistema 4.1: Passagem de PIG

O subsistema de passagem de PIG, que contempla os equipamentos definidos como lançador e o receptor, são compostos por uma câmara para introdução ou retirada do raspador para a limpeza da linha de escoamento. A câmara é confeccionada por um tubo de 5^{1/2} polegadas de diâmetro e jogo de válvulas de acionamento manual.

Subsistema 4.2: Drenagem e Tratamento de Resíduos Oleosos

O subsistema de drenagem das plataformas conduz os resíduos oleosos provenientes das câmaras dos lançadores de pigs, skids (bandejas de contenção) de equipamentos e áreas sujeitas à contaminação com óleo para um tubo de drenagem (tubo de despejo) localizado nas plataformas. O resíduo oleoso é encaminhado para o tratamento no Pólo de Guamaré.

Este subsistema é continuamente monitorado por meio de uma malha de controle através de um CLP - Controlador Lógico Programável (PLC – *Program Logic Control*) via software pela plataforma PUB-2 (Plataforma de Ubarana 2) para supervisionar através de instrumentos o nível de resíduos no tubo para alarmar e efetuar possíveis desvios. Este controle é explicitado na Seção II.2.4, Descrição das Atividades, item J, descrevendo as formas de controle, as variáveis e o nível de redundância para reduzir possíveis falhas na drenagem de resíduos oleosos.

Subsistema 4.3: Combate a Incêndio

O subsistema de detecção de fogo é composto de *plugs* (fusíveis) intertravados com o sistema de automação e segurança para interrupção automática da produção nas plataformas. Existem ainda os sensores infravermelho de detecção de fogo e faísca e os sensores de presença de gás natural com capacidade de detecção de gás natural para 20% da concentração abaixo do limite inferior de sua inflamabilidade.

Além destes equipamentos, o subsistema de combate a Incêndio é composto pelos extintores de pó químico, de CO₂ e água pressurizada distribuídos ao longo do convés de cada uma das plataformas.

Subsistema 4.4: Salvatagem

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

- Duas balsas auto-infláveis com capacidade para seis passageiros cada, com seus respectivos berços para instalação na balastrada da plataforma.
- Bóias salva-vidas em cada convés, sendo cada uma 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 na proporção de uma vez e meia o número médio de tripulantes temporários na unidade;
- Caixa de coletes instalada próximo ao posto de abandono;
- Quadros e tabelas de sinais de salvamento.

Subsistema 4.5: Supervisão, Controle e Intertravamento de Segurança

O monitoramento do processo e atividades na plataforma consiste basicamente no sistema de automação que é um programa (software) que supervisiona as variáveis do processo e incorpora a lógica de controle e paradas automáticas de emergência da Unidade de Produção.

O Sistema de automação e transmissão de dados é constituído de 3 sensores de campo, painel do Controlador Lógico Programável (CLP) e rádio modem para transmissão dos dados para a plataforma PUB-2 (Plataforma de Ubarana 2) no Campo de Ubarana. O controle do sistema é baseado nos sensores de pressão, no 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.

A.4- Logística da Embarcação de Apoio

As atividades relacionadas às funções de apoio à plataforma de instalação PA-09 e a plataforma de produção durante o abastecimento, estocagem e navegação na área de influência direta do empreendimento são descritas a seguir:

A.4.1- Recebimento e estocagem de óleo diesel

O abastecimento de óleo diesel para a plataforma PA-09 é realizado pelas embarcações de apoio com assistência direta dos operadores e com monitoramento dos procedimentos de transferência do combustível.

A transferência de óleo para os tanques de recebimento da unidade marítima é realizada por meio de um mangote, para conexão da bomba que opera com vazão de 50 m³/h situada na embarcação. O mangote é equipado com um

dispositivo de segurança, uma válvula de bloqueio localizada na extremidade do mesmo, para interrupção do bombeamento caso haja perda de contenção provocada pela diminuição da pressão do sistema. Esta válvula impede o retorno do fluxo durante o abastecimento e maiores vazamentos de óleo para o ambiente, pois interrompe automaticamente o fluxo.

Toda a operação de abastecimento é realizada de acordo com os procedimentos que visam garantir uma transferência de combustível segura e eficiente, sendo apenas realizado no período diurno, sob condições meteoceanográficas adequadas e com duplo acompanhamento da operação, onde um operador situado na embarcação de apoio e outro na plataforma, equipados com rádio VHF para comunicação, monitoram as ações de transferência. Desta forma, estas ações consideram os aspectos de segurança e os procedimentos para evitar descargas acidentais por falha operacional, reduzindo a possibilidade de derramamentos acidentais de óleo para o ambiente.

A.4.2. Apoio Operacional à Plataforma de Produção

O apoio operacional referente às atividades de produção das plataformas PSIR-1 e PSIR-2 compreendem as atividades de manutenção, inspeção e reparos de equipamentos e linhas. Estas ações possibilitam aumentar a integridade estrutural e a execução das operações de suporte para exploração e escoamento de gás natural e óleo do Campo de Siri, conforme as diretrizes da Petrobras. São previstas visitas periódicas de equipes de manutenção às unidades por meio de embarcações de apoio para a realização das inspeções de equipamentos, revisão e substituição e o transporte de materiais, além de outras atividades para checar e assegurar os padrões e atender as normas de operação da empresa.

B) Localização dos poços e plataformas

As duas plataformas de produção situam-se no Campo de Siri nas coordenadas geográficas apresentadas na Tabela II.8-1. Elas estão localizadas na Bacia Potiguar, a 12 Km a sudoeste do Campo de Petróleo de Ubarana, a uma

distância média de 11 Km da costa e 160 Km de Natal (RN), em lâmina d'água de aproximadamente 7 metros de profundidade.

**Tabela II.8-1: Coordenadas das plataformas
PSIR-2 e PSIR-1**

COORDENADAS UTM DATUM SAD 69	
plataforma PSIR-2	
X	Y
782235,1801	9445187,67
plataforma PSIR-1	
X	Y
783824,251	9444676,63

Fonte: PETROBRAS.

O sistema de produção consiste no escoamento, em fluxo bifásico de óleo e gás natural por uma linha flexível que interliga as plataformas mencionadas até o Pólo de Guimarães. O primeiro trecho de linha de escoamento de 4 pol de diâmetro, que interliga as plataformas PSIR-2 e PSIR-1 possui 1,8 km de extensão e o segundo trecho da linha de 6 pol de diâmetro, da plataforma PSIR-1 ao Pólo de Guimarães tem 15,5 km de extensão.

A Figura II.8-1 apresenta o mapa de localização, geo-referenciada em base cartográfica dos dois poços de produção, das unidades de produção (1-RNS-140 e 3-RNS-143), o sistema de escoamento e a instalação de apoio que é representada pelo Píer de Guimarães para operações de apoio.

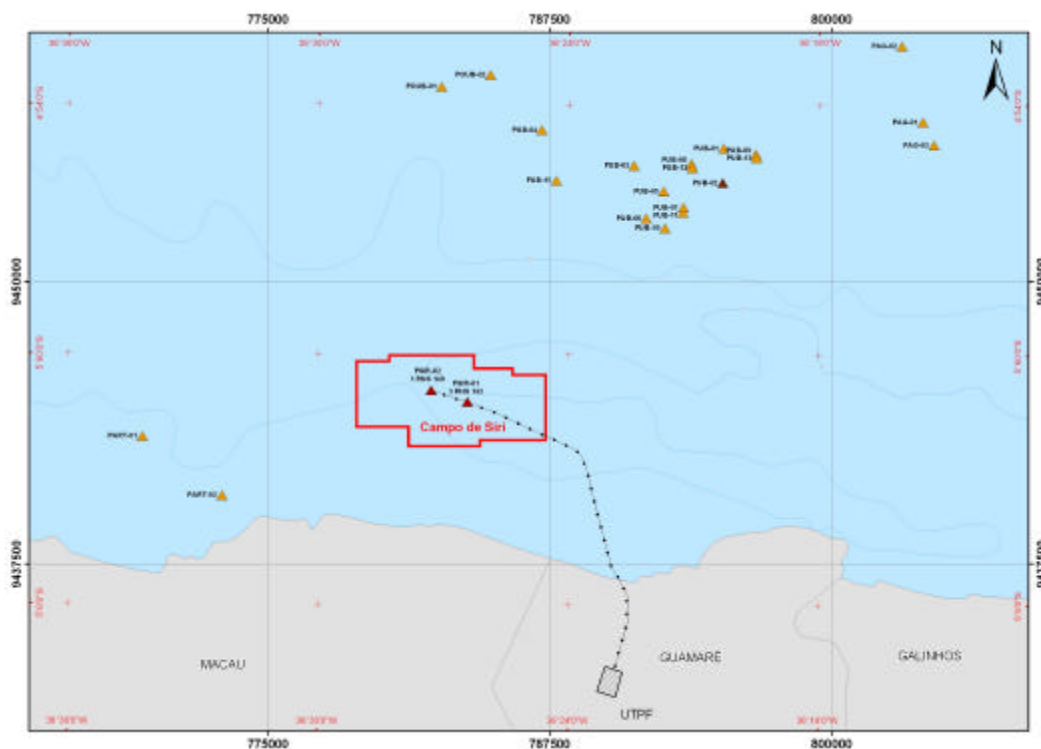


Figura II.8-1: Mapa de localização esquemático do empreendimento

C) Critérios de Segurança

Os critérios de segurança adotados nas fases de planejamento, instalação das plataformas e operações no Campo de Siri, utilizando a plataforma PA-09 e as de produção PSIR-1 e PSIR-2, são estabelecidos a partir da implementação e adoção de procedimentos de registro, amostragem e monitoração que visam garantir a segurança, a confiabilidade operacional e a proteção ambiental, em todas as fases do processo do empreendimento. Além destes procedimentos, serão implementadas normas corporativas, direcionadas a inspeção dos equipamentos, sistemas e subsistemas que compõem as instalações.

As normas corporativas constituem de rigorosos procedimentos operacionais, planos de inspeções de equipamentos e sistemas, programa de manutenção e Plano de Gerenciamento de Risco (PGR), que é apresentado de forma detalhada no item II.8.2 desta Análise de Risco Ambiental, após a identificação de todos os perigos identificados com ocorrência de vazamento de óleo e derivados para o ambiente.

Durante a fase de planejamento, são contemplados os aspectos relevantes considerando a segurança operacional e preservação ambiental como procedimentos para gerenciamento de risco, resposta a emergências, manuseio de substâncias tóxicas e perigosas, garantia de integridade estrutural de equipamentos, minimização de impactos diretos e preservação de ecossistemas sensíveis.

As informações sobre os procedimentos, planos de inspeção de equipamentos, sistema de controle e sistemas de segurança e normas são descritos de forma detalhada na seção II.2 - Caracterização da Atividade, *item K- "Segurança e proteção ambiental"* deste EIA, da seguinte forma:

- Sistemas de Segurança durante a instalação das Unidades de Produção e de Lançamento de Linhas:
 - Sistema de Combate a Derramamentos;
 - Sistema de Geração de Energia de Emergência;
 - Sistema de parada de emergência;

- Sistemas de Segurança durante operação das instalações:
 - Sistemas de detecção de vazamentos e incêndios
 - Sistema de bloqueio e válvulas de segurança utilizadas no controle do fluxo de gás natural e óleo;
 - Sistema de Supervisão, Controle e Monitoramento Remoto por Instrumentos (Sistema Supervisório);

II.8.1.2 - Análise Histórica de Acidentes Ambientais

A análise histórica de acidentes ambientais para este empreendimento foi realizada com base na pesquisa desenvolvida em bancos de dados internacionais de acidentes envolvendo derramamentos de óleo e gás natural em atividades semelhantes às que serão executadas na Bacia Potiguar. Os bancos de dados utilizados foram:

- PARLOC 1994 – The Update of Loss of Containment Data for Offshore Pipelines (Health and Safety Executive, UK);
- HSE - Health and Safety Executive – 2001
- WOAD 1998 –Worldwide Offshore Accident Database;
- OREDA 1992 – Offshore Reliability Data.

As informações extraídas dos bancos de dados que contemplam riscos de acidentes ambientais oriundos de atividades desenvolvidas no mundo inteiro comparando principalmente com o Mar do Norte, apresentam características ambientais mais severas, como as condições meteoceanográficas, do que as encontradas na Bacia Potiguar. Desta forma, os resultados da Análise Histórica a partir de dados estatísticos de acidentes são conservativos quando utilizados para avaliar o tipo de acidente e a sua frequência associada em áreas da costa brasileira, garantindo maior confiabilidade no diagnóstico de potenciais acidentes em atividades de instalação de plataformas e produção e escoamento de óleo e gás natural.

Foram considerados os seguintes desvios operacionais para pesquisa nos banco de dados:

- Vazamento de óleo diesel combustível;
- Vazamentos de óleo e gás natural;
- *Blowouts* durante as etapas de completação e produção;
- Vazamentos de óleo e gás natural durante a etapa de completação

Os possíveis riscos de acidentes contemplados nestes bancos de dados permitem identificar as origens de suas ocorrências e subsidiar o cálculo das taxas de falhas para cenários acidentais com ocorrências de derramamento de óleo e gás natural, diesel ou outros produtos para o meio ambiente, considerando similariedade do empreendimento e tipo de processo.

A análise das taxas de falhas foi desenvolvida principalmente com base na publicação Worldwide Offshore Accident Databank - WOAD, edição 1998 que contempla a análise estatística de acidentes que ocorreram em atividades offshore com série temporal do período de 1970 a 1997. Os resultados da análise

estatística de acidentes extraído do banco de dados são apresentados para as plataformas fixas e móveis em dois períodos: 1970-1979 e 1980-1997, (que correspondem respectivamente, às plataformas de produção e de instalação deste estudo) para análise comparativa.

Os resultados percentuais de distribuição do número de acidentes/incidentes por Modo de Operação, apresentados no item a seguir para as plataformas fixas e móveis não correspondem, entretanto, a todas as atividades que serão desenvolvidas para as plataformas de instalação e produção neste empreendimento. A inclusão da atividade de perfuração para efeitos de contribuição percentual de acidentes, por exemplo, tem como justificativa somente apresentar todos os tipos de acidentes que as plataformas fixas e móveis podem estar sujeitas, aumentando desta maneira, a consistência dos resultados apresentados para análise comparativa.

A) Tipos de Acidentes

Os acidentes registrados no WOAD e utilizados para Análise Histórica de Acidentes Ambientais foram classificados conforme as seguintes 16 causas iniciadoras.

- | | |
|-----------------------------|---|
| 1. Falhas da âncora | Problemas com a âncora, com a linha da âncora ou guinchos; |
| 2. <i>Blowout</i> | Fluxo incontrolável de gás, óleo ou outro fluido do reservatório; |
| 3. Tombamento | Perda de estabilidade, resultando na completa virada da unidade (emborcar); |
| 4. Colisão | Contato acidental entre uma unidade da atividade <i>offshore</i> e uma outra unidade externa; |
| 5. Contato | Contato acidental entre duas unidades da atividade <i>offshore</i> ; |
| 6. Explosão | Explosão; |
| 7. Queda de Material | Queda de objetos a partir de guindastes ou outros equipamentos de levantamento de carga. Queda do guindaste, botes salva-vidas que acidentalmente |

	caiam no mar e homem ao mar estão incluídos;
8. Incêndio	Incêndio;
9. Afundamento	Perda de flutuação da instalação;
10. Acidente com helicóptero	Acidente com helicóptero no heliponto ou em outro lugar da instalação;
11. Vazamento	Perda de fluido ou gás para as circunvizinhanças causando poluição ou risco de explosão/incêndio;
12. Fora de posição	Unidade acidentalmente fora da posição esperada ou fora de controle;
13. Dano estrutural	Falha por quebra ou fadiga de suporte estrutural;
14. Acidente durante o reboque	Quebra ou problemas durante o reboque;
15. Problema nos poços	Problema acidental com os poços;
16. Outros	Outros eventos além dos especificados acima.

O banco de dados pesquisado não discrimina as causas básicas dos acidentes referentes às etapas de instalação de plataformas e produção e escoamento de óleo e gás. Para efeito de simplificação da análise foram considerados os eventos originados através de falhas humanas, falhas mecânicas ou processo e falhas de dispositivos eletro-mecânicos ou elétricos em um único conjunto de dados para gerar os eventos acidentais finais.

A Tabela II.8-2 apresenta a distribuição do número de ocorrências por tipo de acidente e a sua respectiva taxa de falhas considerando o tipo de unidade para a produção. Os dados do WOAD são referentes às 5095 unidades fixas no Mar do Norte, no período 1970 a 1997.

Tabela II.8-2: Tipo de Acidente vs Tipo de Unidade. Número de Ocorrências (Mar do Norte) / Taxa de Falha do Nº de Ocorrências (Mar do Norte), Unidades Fixas, 1970-97.

TIPO DE ACIDENTE	Nº DE OCORRÊNCIAS	TAXA DE FALHA POR UNIDADE FIXA AO ANO
<i>Blowout</i>	8	5,82E-05
<i>Tombamento</i>	26	1,89E-04
Colisão	9	6,54E-05
Contato	26	1,89E-04
Explosão	36	2,62E-04
Queda de Material	83	6,03E-04
Incêndio	209	1,52E-03
Vazamento de produto	636	4,62E-03
Danos Estruturais	29	2,11E-04
Problemas nos poços	62	4,51E-04
Outros	45	3,27E-04

A distribuição do tipo de acidente de acordo com o modo de operação conforme as atividades da Unidade Fixa é definida a seguir de acordo com o Banco de Dados WOAD.

- **Perfuração** Atividade principal relacionada à perfuração incluindo desenvolvimento, exploração;
- **Operação** Atividade de teste, completação, abandono, mobilização, desmobilização ou carregamento;
- **Produção** Atividade principal relacionada à produção e injeção;
- **Suporte** Atividade de suporte, p. ex: abastecimento;
- **Outras** Outras não mencionadas acima;

A Tabela II.8-3 apresenta a distribuição do número de acidentes para a Unidade fixa referentes ao modo de operação mencionada no item anterior.

Tabela II.8-3: Modo de Operação vs Tipo de Unidade.
Número de Ocorrências, Unidades Fixas,
no Mar do Norte, 1970-97.

MODO DE OPERAÇÃO	TIPO DE UNIDADE – TODAS AS UNIDADES FIXAS
	Nº DE OCORRÊNCIAS
Perfuração	78
Operação	66
Produção	770
Suporte	10
Outras	11

Considerando todas as unidades fixas e levando em consideração o número de acidentes é possível observar na Figura II.8-2 que 83% dos acidentes/incidentes ocorrem na atividade principal relacionada à produção.

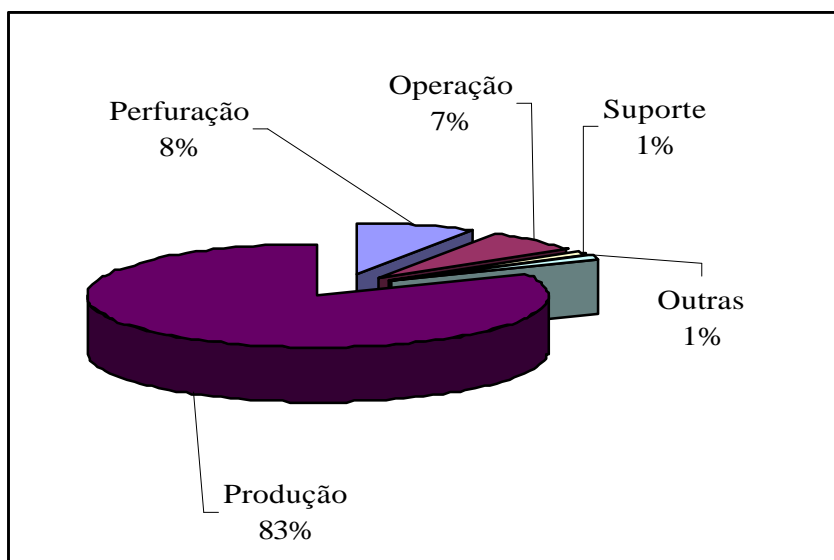


Figura II.8-2: Gráfico da Distribuição do número de ocorrências de acidentes por Modo de Operação – Unidades Fixas

O alto percentual de acidentes obtido para a etapa de produção apenas vem reforçar o fato de que a maioria das plataformas fixas é utilizada especificamente para as atividades de produção, ficando a cargo de outros tipos de unidades as funções de suporte, por exemplo.

A Tabela II.8-4 apresenta a distribuição do número de ocorrências por tipo de acidente e a sua respectiva taxa de falhas considerando o tipo de unidade. Os dados do WOAD são referentes às 9276 unidades do tipo plataforma auto-elevatória no mundo, em operação ou ociosa, no período 1970 a 1997.

Tabela II.8-4: Tipo de Acidente vs Tipo de Unidade. Número de Ocorrências / Taxa de Falha do N° de Ocorrências – Unidades Móveis do tipo Auto-Elevatória, no mundo, 1970-97

TIPO DE ACIDENTE	Nº DE OCORRÊNCIAS	TAXA DE FALHA POR UNIDADE MÓVEL AO ANO
Falha da Âncora	11	4,39E-5
Blowout	59	2,36E-4
Tombamento	53	2,12E-4
Colisão	11	4,39E-4
Contato	58	2,32E-4
Acidente com guindaste	11	4,39E-5
Explosão	14	5,58E-5
Incêndio	57	2,28E-4
Afundamento	41	1,64E-4
Encalhe	12	4,79E-5
Helicóptero	4	1,59E-5
Vazamento de produto	26	1,04E-4
Fora de posição	51	2,04E-4
Danos Estruturais	135	5,39E-4
Problemas nos poços	67	2,68E-4
Outros	10	3,99E-5

A distribuição do tipo de acidente de acordo com o modo de operação conforme as atividades da Unidade Móvel é definida a seguir de acordo com o Banco de Dados WOAD.

- **Perfuração** Atividade principal relacionada à perfuração incluindo desenvolvimento, exploração;
- **Operação** Atividade de teste, completação, abandono, mobilização, desmobilização ou carregamento;
- **Ociosa** Ociosa, parada;
- **Suporte** Atividade de suporte, p. ex: abastecimento;
- **Outras** Outras não mencionadas acima

A Tabela II.8-5 apresenta a distribuição do número de acidentes para a Unidade Móvel-Tipo Auto-Elevatória referentes ao modo de operação, mencionada no item anterior.

Tabela II.8-5: Modo de Operação vs Tipo de Unidade. Número Acidentes/Incidentes – Unidades Móveis do tipo Auto-Elevatória, no mundo, 1970-97.

MODO DE OPERAÇÃO	TIPO DE UNIDADE – UNIDADES MÓVEIS DO TIPO AUTO-ELEVATÓRIA
	Nº DE ACIDENTES/INCIDENTES
PERFURAÇÃO	247
OPERAÇÃO	106
OCIOSA	27
SUORTE	24
OUTRAS	10

Considerando todas as unidades móveis, do tipo Auto-Elevatória e levando em consideração o número de acidentes é possível observar na Figura II.8-3 que 59% dos acidentes/incidentes ocorrem na atividade principal relacionada à perfuração.

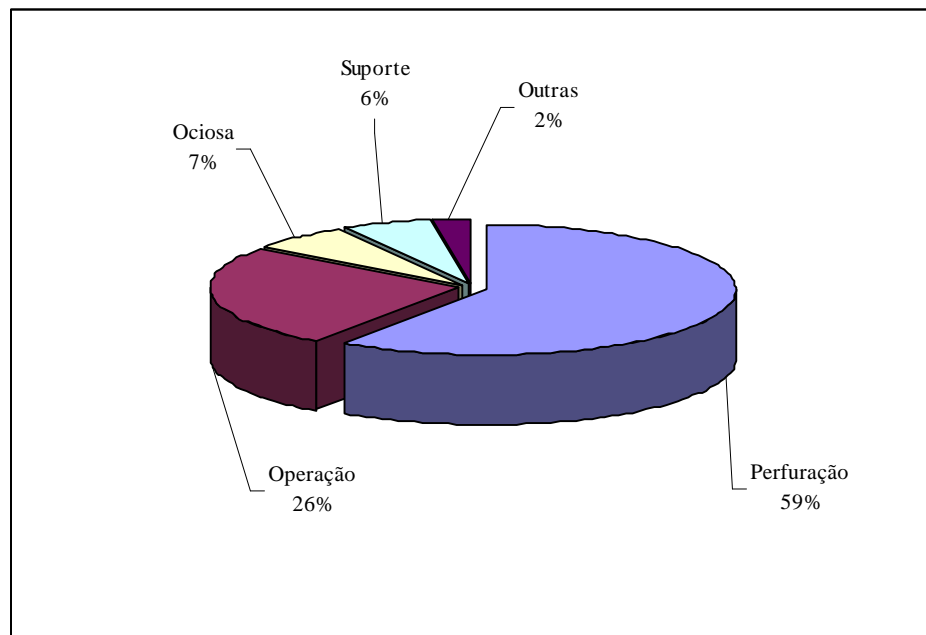


Figura II.8-3: Gráfico da Distribuição do número de acidentes/incidentes por Modo de Operação – Unidades Móveis Auto-Elevatórias

Embora o alto percentual de acidentes obtido para a atividade de perfuração apenas vem reforçar o fato de que a maioria das plataformas auto-elevatórias é utilizada especificamente para este fim, salienta-se que somente as etapas de operação e suporte são realizadas durante a instalação de plataformas.

B) Taxa de Falhas de Equipamentos

A identificação das falhas operacionais de dispositivos mecânicos e componentes pode ocorrer de diversas formas e modos durante a operação dos equipamentos. A taxa de falha de qualquer componente permite uma avaliação da frequência da ocorrência de um evento por unidade de tempo. Este evento é o desvio operacional da função específica de projeto do componente avaliado.

Avaliando os tipos de modos de operação, a Tabela II.8-6 apresenta as taxas de frequências anuais de falhas de equipamentos de processo presentes em Unidades de Instalação, Produção e Lançamento de Linhas, obtidas através dos bancos de dados Offshore Reliability Data Handbook (OREDA), American Institute of Chemical Engineers (AIChE), Technica, World Offshore Accident Database

(WOAD) e Health & Safety Executive (HSE). São apresentados os equipamentos e dispositivos mais comuns da indústria de processo, como válvulas, flanges, linhas, etc.

Tabela II.8-6: Freqüências Anuais de Falhas de Equipamentos.

FLANGES E VÁLVULAS DE PROCESSO		
COMPONENTE	PEQUENO VAZAMENTO	GRANDE
Flange/Conexões	8,80E-05	-----
Válvula esfera	1,0E-02	3,0E-05
Válvula globo/agulha	3,0E-03	3,0E-05
Válvula de retenção	5,0E-04	2,0E-05
Válvula de alívio	3,0E-02	2,0E-04
Válvula <i>check</i> manual (D>11")	1,06E-03	
BOMBAS GERAIS		
Bombas	5,0E-03	2,0E-05

Fonte: OREDA, AIChE, Technica, WOAD em PETROBRAS, 2002.

Nas plataformas de instalação, produção e lançamento de linhas também existem outros equipamentos que executam funções específicas como processamento, drenagem, armazenamento e tratamento. As taxas de falhas anuais correspondentes destes tipos de equipamentos estão disponibilizadas nos bancos de dados, Health & Safety Executive e da PETROBRAS, sendo apresentados na Tabela II.8-7 e na Tabela II.8-8, respectivamente.

Tabela II.8-7: Frequência anual de falhas de equipamentos da Health & Safety Executive, 1998.

COMPONENTE	TAXA DE FALHAS PARA VAZAMENTO POR ANO
PIGS Lançadores / Recebedores	
Lançadores de pigs (D > 16")	8,47 x 10 ⁻³
Recebedores de pigs (D > 16")	9,93 x 10 ⁻³
Risers e Dutos	
Riser	9,0E-06/m
Dutos flexíveis de aço (4" < D <= 8")	5,25 x 10 ⁻⁶ /km
Vasos de armazenagem / separação	
Tanques de armazenagem de óleo cru	2,57 x 10 ⁻³
Vaso de pressão de separação horizontal	2,21 x 10 ⁻³
Vaso de pressão de separação vertical	1,52 x 10 ⁻³
Vaso de pressão scrubber vertical	1,01 x 10 ⁻³

Fonte: HSE, 2001.

Tabela II.8-8: Frequência anual de falhas para dutos offshore.

CAUSA	OLEODUTO	REGIÃO	FREQÜÊNCIA
Corrosão e Material Defeituoso	Entre plataformas	todas	1x 10 ⁻³ por km-ano
	Linha tronco no mar (26")	Zona de Segurança Da plataforma	2x 10 ⁻⁵ por km-ano
		Mar Aberto	7x 10 ⁻⁶ por km-ano
		Zona de Praia	2x 10 ⁻⁴ por km-ano
Ancoramento e Impacto	Entre plataformas	Zona de Segurança Da plataforma	7x 10 ⁻⁴ por km- ano
		Zona de Segurança da área Submarina	6x 10 ⁻⁴ por km- ano

Fonte: PETROBRAS, 2002.

O Sistema de controle e bloqueio do sistema de produção é composto de série de tipos de válvulas com diferentes taxas de falhas. Os principais tipos de válvulas para controle e segurança dos poços são:

- *Shutdown Valve (SDV)*;
- *Production Wing Valve (PWV)* ;
- *Production Choke Valve (PCV)*;
- *Production Master Valve (PMV)*;
- *Down Hole Safety Valve (DHSV)*.

A taxa de falha anual destes equipamentos com os respectivos tipos de vedação são apresentados na Tabela II.8-9 tendo como referência o banco de dados OREDA, HSE, 2001.

Tabela II.8-9: Tipo de válvulas e taxas de falhas

VÁLVULA	TIPO DE MECANISMO DE VEDAÇÃO	TAXA DE FALHA	
		PEQUENO VAZAMENTO	GRANDE VAZAMENTO
PWV	Gaveta	2,2E-02	
PMV	Gaveta	2,2E-02	
DHSV	Esfera	1,0E-02	1,0E-05
SDV	Esfera	1,0E-02	1,0E-05
PCV	Agulha	3,0E-03	3,0E-05

Fonte: Oreda (3), HSE 2001

O banco de dados do PARLOC 94 apresenta uma lista de 401 ocorrências acidentais em dutos submarinos, sendo 154 das quais relacionadas a dutos de aço. Destes, 39 acidentes resultaram em perdas de contenção os quais 22 foram causados por corrosão ou defeito do material do duto e 9 acidentes por forças externas, sendo classificados estes últimos em: (5) por impacto de navio ancorado na zona de segurança da plataforma; (2) por pesca de arraste; (1) por navio afundado sobre duto; (1) por atividades de construção e montagem.

A distribuição dos tipos de acidentes para dutos de aço que resultaram em perdas de contenção é apresentada na Figura II.8-4 onde é possível verificar que a maioria dos acidentes ocorreu por corrosão interna.

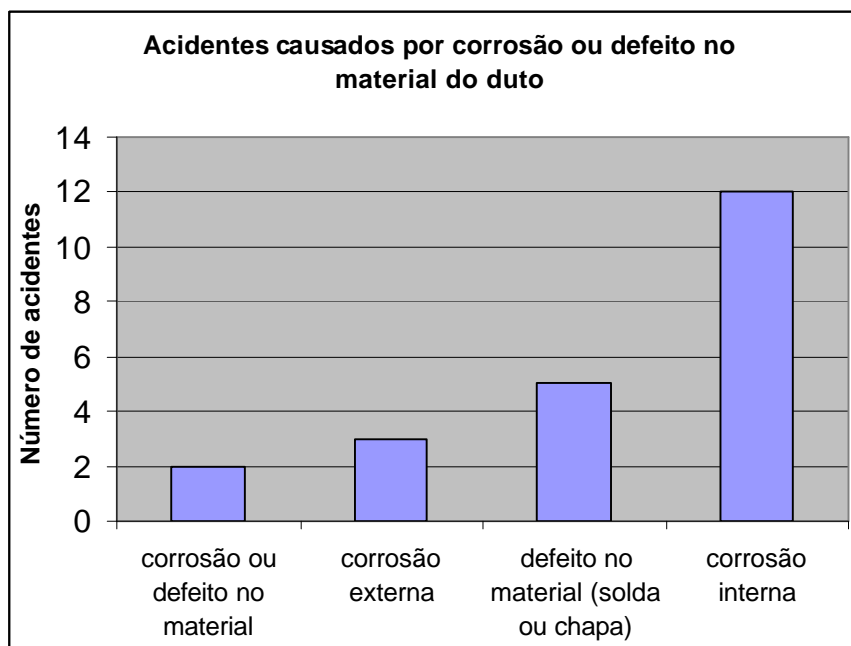


Figura II.8-4: Acidentes causados por corrosão ou defeito do material de dutos de aço. Fonte: PETROBRAS, 2002, PARLOC 94.

O banco de dados pesquisado não discrimina as causas básicas dos acidentes e as taxas de freqüência de acidentes associadas ao grau de magnitude de vazamento, exceto para as válvulas, flanges e bombas, sendo considerado, para efeito de simplificação da análise, eventos originados através de falhas no material, corrosão e de equipamentos que resultaram em um único conjunto de dados para gerar os eventos acidentais finais.

C) Danos

Os danos decorrentes dos acidentes identificados para as etapas da atividade são enquadrados na categoria de Danos ao Meio Ambiente.

C.1) Severidade dos Danos

Os possíveis produtos vazados, dada a presença de diversas fontes potenciais nas Unidades de Instalação e Produção podendo levar a máxima severidade de efeitos físicos são apresentados abaixo.

- Óleo e gás Óleo e gás, ambos para o ar ou formação;
- Gás Gás, incluindo gás combustível e gás sulfídrico;
- Óleo Leve Óleo combustível aquecido, óleo hidráulico, condensado, metanol, glicol, óleo diesel ou lama a base de óleo;
- Produtos Químicos Produtos químicos, lama a base de água para o mar ou para o ar;
- Outros Outros produtos.

Os produtos citados são classificados de acordo com a magnitude de seus vazamentos, conforme o seguinte critério:

- Pequeno Vazamentos de 0–9 toneladas (0 a 11 m³);
- Moderado Vazamentos de 10–100 toneladas (12 a 125 m³);
- Significante Vazamentos de 101–1000 toneladas (126 a 1250 m³);
- Grande Vazamentos de 1001–10.000 toneladas (1251 a 12.500 m³);
- Muito Grande Vazamentos > 10.000 toneladas (> 12.500 m³).

A Tabela II.8-10 apresenta a distribuição dos acidentes (que geraram vazamentos), de acordo com o tipo de produto vazado e a dimensão do vazamento, considerando todas as unidades móveis no período considerado. Os resultados apresentados na Tabela mostram que o óleo leve é a classe de produto onde se verifica o maior número de acidentes não só para pequenos vazamentos como também para todos os graus de vazamentos que foram contemplados.

Tabela II.8-10: Tipo de Vazamento vs Dimensão do Vazamento. Número de Acidentes/ Incidentes com Vazamento – Unidades Móveis, no mundo, 1970-97.

TIPO DE PRODUTO	DIMENSÃO DO VAZAMENTO					DESCONHECIDA
	PEQUENO	MENOR	SIGNIFICANTE	GRANDE	MUITO GRANDE	
Óleo Cru	8	-	2	-	1	5
Óleo Leve	39	8	4	-	-	7
Produtos químicos	5	1	-	-	-	2
Outros	8	1	-	-	-	1

Fonte: WOAD, 1998

A distribuição dos tipos de acidentes em função do grau de danos gerados é apresentada na Tabela II.8-11, onde é possível verificar que a maioria dos acidentes ocorridos por contato provocou danos significativos ou menores; acidentes com explosão geraram danos significativos, menores ou significativos; e por tombamento ocasionaram em danos totais ou severos.

Tabela II.8-11: Grau de Dano vs Tipo de Acidente. Número de Acidentes / Incidentes - Unidades Móveis, no mundo, 1970-1997.

TIPO DE ACIDENTE	GRAU DE DANOS				
	PERDA TOTAL	DANOS SEVEROS	DANOS SIGNIFICATIVOS	DANOS MENORES	DANOS INSIGNIFICANTES
Falha de Âncora	-	-	32	31	16
Blowout	-	4	16	18	69
Tombamento	59	32	2	-	-
Colisão	1	5	19	15	6
Contato	1	5	76	66	15
Explosão	-	2	9	9	13
Incêndio	22	28	23	25	53
Afundamento	10	6	1	-	-
Vazamento de produto	-	-	1	3	53
Danos Estruturais	4	34	112	17	2
Problemas nos poços	-	-	3	2	41
Outros	-	1	5	9	14

A Tabela II.8-12 apresenta a distribuição dos acidentes (que geraram vazamentos), de acordo com o tipo de produto vazado e a dimensão do vazamento, considerando todas as unidades fixas no período considerado. Os resultados apresentados na Tabela II.8-12 mostram que o gás é a classe de produto onde se verifica o maior número de acidentes não só para pequenos vazamentos como também para a soma de acidentes de todas as magnitudes de vazamentos que foram contemplados.

Tabela II.8-12: Tipo de Vazamento vs Dimensão do Vazamento. Número de Acidentes/ Incidentes com Vazamento – Unidades Fixas, no Mundo, 1970-97.

TIPO DE VAZAMENTO	DIMENSÃO DO VAZAMENTO					
	PEQUENO	MENOR	SIGNIFICANTE	GRANDE	MUITO GRANDE	DESCONHECIDA
ÓLEO E GÁS	75	3	5	6	3	43
GÁS	510	7	8	-	2	181
ÓLEO LEVE	162	30	2	1	-	12
PRODUTOS QUÍMICOS	16	4	1	-	-	3
OUTROS	9	-	1	-	-	2

Fonte: WOAD, 1998

C) Considerações sobre a Análise Histórica de Acidentes

A análise histórica levantada neste estudo identificou as causas mais prováveis de acidentes inerentes à atividade principais de instalação e produção e escoamento de óleo e gás.

A análise para a Atividade de Produção e Escoamento foi realizada com dados referentes às unidades fixas do mundo no universo de 5095 plataformas fixas ao longo de 27 anos (1970 – 1997) de atividades. Já os dados para a atividade de instalação são referentes às unidades móveis do mundo, especificamente a do tipo Auto-Elevatória num universo de 9276 unidades ao longo de 27 anos (1970 – 1997) de atividades.

Os principais dados foram obtidos do banco de dados de acidentes WOAD para atividades *offshore*, na qual foram extraídas informações de áreas cujas condições meteoceanográficas são mais severas do que as encontradas na Bacia Potiguar, tornando os resultados mais conservativos.

Outro aspecto considerado nesta avaliação foi o tipo de acidente de acordo com o modo de operação. A análise histórica de acidente permitiu diagnosticar que a fase de produção apresentou o maior percentual de acidentes/incidentes para as unidades analisadas, considerando o tempo de cada operação, e portando mais propenso à falhas.

Os resultados da análise permitiram diagnosticar que classe de gás apresentou o maior número de pequenos vazamentos para o tipo de unidade fixa, correspondendo a 66% do total avaliado para magnitude considerada enquanto que as classes de óleo leve, produtos químicos, óleo/gás e outros, corresponderam somente a 21%, 2%, 10% e 1%, respectivamente, apesar do banco de dados não fazer distinção entre os tipos de unidades fixas.

A análise também permitiu concluir que para o tipo de unidade móvel, a classe de óleo cru apresentou um baixo número de pequenos acidentes, correspondendo somente a 13% do total avaliado enquanto que as classes de óleo leve, produtos químicos e outros corresponderam a 65%, 9% e 13%, respectivamente, apesar do banco de dados não fazer distinção entre os tipos de unidades móveis.

II.8.1.3 - Identificação de Eventos Perigosos

A) Metodologia de Análise de Risco

A metodologia utilizada no estudo de Análise de Risco consiste em obter de forma sistemática todos os potenciais perigos decorrentes das atividades da instalação de plataformas de produção, lançamento de linhas e produção e escoamento de óleo e gás, considerando as tarefas operacionais, os subsistemas e os equipamentos utilizados durante estas atividades. Desta forma, o desenvolvimento do estudo consiste na identificação e no diagnóstico dos tipos de falhas, desvios de processo ou projeto, procedimentos operacionais e eventos

acidentais com conseqüências que provocam a liberação de massa e energia no ambiente.

A técnica empregada na Análise Preliminar de Perigos (APP), para identificação e diagnóstico dos perigos consistiu na avaliação qualitativa da frequência de falha a partir da Análise Histórica de Acidentes, seção II.8.2 deste estudo.

Além da avaliação da frequência de falha, a técnica permite uma análise quantitativa da massa de produto (inventário) contida nos limites de equipamentos e subsistemas, podendo ser produto contido em trecho de linha, tanque e outros equipamentos industriais. O tipo de falha permite assim determinar o agente estressor (óleo e derivados) e a quantidade de massa que pode ser liberada no ambiente, obtendo uma análise da magnitude do impacto, que é definida como severidade.

A análise sistemática dos sistemas e subsistemas foi obtida a partir da visita técnica ao escritório de projetos da UN-RNCE, discussão com engenheiros na concepção e elaboração do projeto, análise de documentos, relatórios e plantas, para diagnosticar possíveis desvios operacionais e eventos intermediários que apresentam potencial de descarga de óleo e derivados e também outros produtos químicos no ambiente. As premissas básicas utilizadas para conduzir o estudo de APP quanto ao tipo e frequência de falha e análise da severidade foram as seguintes:

- Considerados todos os produtos que apresentam maior ou menor potencial de severidade no ambiente para cada subsistema identificado referente às atividades de apoio, de instalação, produção e escoamento de óleo e gás natural e lançamento de linhas;
- Considerados os dados e informações da Análise de Histórica de Acidentes e a taxa de falha de cada equipamento;
- Considerados todos os sistemas, subsistemas, equipamentos e procedimentos operacionais realizados do início ao final do processo, que corresponde ao processo de extração de óleo e gás natural até o escoamento para a UTPF do Pólo de Guamaré;
- Adotados procedimentos conservativos para análise de severidade para os subsistemas que apresentam mais de um produto manipulado. Neste caso

foi considerado o produto que apresenta maior nível de toxicidade, menor pressão de vapor (persistência no ambiente no estado líquido em função da temperatura ambiente);

- Adotada análise de vazamento do inventário total de produtos para cada equipamento avaliado nos diversos subsistemas de apoio, instalação, produção, lançamento de linhas e escoamento de óleo e gás natural.

A metodologia aplicada avalia os riscos de vazamento de produtos para o ambiente sendo apresentada na forma de planilhas para caracterização dos perigos. Os resultados são obtidos da combinação de informações da Severidade (Tabela II.8-14) e da Frequência (Tabela II.8-15) em uma Matriz de Risco (Tabela II.8-16) reduzindo a subjetividade para análise dos danos no ambiente.

As hipóteses acidentais foram classificadas neste estudo em pequeno, médio e grandes vazamentos de acordo com a resolução CONAMA nº 293 que estabelece o conteúdo mínimo para elaboração de Plano de Emergência Individual (apresentado na seção II.8.3 deste EIA), abordando os procedimentos e critérios para dimensionamento de descarga de produtos para dimensionar a capacidade de resposta. O escalonamento quanto ao volume de vazamento de produto é apresentado na Tabela II.8-13.

Tabela II.8-13: Dimensão do Vazamento

DIMENSÃO DO VAZAMENTO	VOLUME (M ³)
Pequeno Vazamento – PV	$0 \leq PV \leq 8$
Médio Vazamento – MV	$8 < MV \leq 200$
Grande Vazamento – GV	$200 < GV$

A partir dos resultados da Análise de Riscos, é apresentado o Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR), que define os procedimentos e documentos de controle das atividades implantados para estabelecer ações preventivas capazes de minimizar as condições ambientais e os riscos de ocorrência de acidentes que foram identificados na análise. Os resultados da APP também permitem estabelecer as diretrizes e procedimentos de resposta, em caso de ocorrência de

acidentes, para a elaboração do Plano de Emergência para resposta a vazamentos para o meio ambiente

Tabela II.8-14: Classes para Avaliação Qualitativa de Severidade

SEVERIDADE		
CATEGORIA	DENOMINAÇÃO	DESCRIÇÃO DAS CATEGORIAS
I	DESPREZÍVEL	Sem danos ou danos insignificantes aos equipamentos, à propriedade e /ou ao meio ambiente.
II	MARGINAL	Danos leves aos equipamentos, à propriedade e / ou ao meio ambiente (os danos materiais são controláveis e/ou de baixo custo de reparo);
III	CRÍTICA	Danos severos aos equipamentos, à propriedade e /ou meio ambiente;
IV	CATASTRÓFICA	Danos irreparáveis aos equipamentos, à propriedade e/ou ao meio ambiente (reparação lenta ou impossível);

O critério adotado na Tabela II.8-14 auxilia o avaliador na utilização da Matriz de Riscos, pois a objetividade na descrição das categorias visa facilitar a interpretação das denominações “desprezível”, “marginal”, “crítica” e “catastrófica”. Os cenários de acidentes são classificados em categorias de frequência, as quais fornecem uma indicação qualitativa da frequência esperada de ocorrência, conforme indicado na Tabela II.8-15.

Tabela II.8-15: Graus de Frequência

CATEGORIA	DENOMINAÇÃO	FAIXA DE FREQUÊNCIA (anual)	DESCRIÇÃO
A	EXTREMAMENTE REMOTA	$F < 10^{-4}$	Conceitualmente possível, mas extremamente improvável de ocorrer durante a vida útil do processo/instalação.
B	REMOTA	$10^{-4} \leq F < 10^{-3}$	Não esperado de acontecer durante a vida útil do processo / instalação.
C	IMPROVÁVEL	$10^{-3} \leq F < 10^{-2}$	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil do processo / instalação.
D	PROVÁVEL	$10^{-2} \leq F < 10^{-1}$	Esperado acontecer até uma vez

			durante a vida útil do processo / instalação.
E	FREQUENTE	$F \geq 10^{-1}$	Esperado ocorrer várias vezes durante a vida útil do processo / instalação.

As faixas de frequência apresentadas são de caráter quantitativo e tem com objetivo aumentar a confiabilidade nos resultados obtidos na análise preliminar de perigos. Os resultados têm como finalidade agregar maior confiabilidade na execução do estudo.

Neste estudo foram considerados eventos com potencial de provocar danos em maior ou menor escala ao meio ambiente, admitindo seqüência de desvios tendo como resultados o vazamento dos produtos como óleo e derivados.

Combinando-se as categorias de frequências com as de severidade, obtêm-se uma indicação qualitativa do nível de risco de cada um dos cenários identificados. A matriz de risco apresentada na Tabela II.8-16 classifica os riscos como: 1- Desprezível; 2-Menor; 3-Moderado; 4-Sério e 5-Crítico.

O resultado qualitativo da severidade das conseqüências e do risco associado é então analisado na Matriz de Riscos na Tabela II.8-16.

Tabela II.8-16: Matriz de riscos

			SEVERIDADE			
			Desprezível	Marginal	Crítica	Catastrófica
FREQÜÊNCIA			I	II	III	IV
			Extremamente remota	A	1	1
Remota	B	1	1	2	3	
Improvável	C	1	2	3	4	
Provável	D	2	3	4	5	
Frequente	E	3	4	5	5	

RISCO: 1-Desprezível; 2- Menor; 3- Moderado; 4- Sério; 5- Crítico

A elaboração da APP propriamente dita foi obtida através do preenchimento de planilhas, tal como a apresentada a seguir.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade:

Subsistema:

Hipótese Acidental N°

Subsistema:

Data:

Revisão:

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.

A planilha APP contém 8 colunas conforme a descrição a seguir.

1ª coluna: Perigo

Esta coluna contém os potenciais perigos identificados em uma análise preliminar. Neste estudo foram considerados apenas perigos que tenham potencial de causar danos ao meio ambiente, ao ser humano ou à propriedade.

2ª coluna: Causas

Estas causas podem envolver tanto falhas intrínsecas dos equipamentos (rupturas, falhas de instrumentação, etc.) como erros humanos de operação e de manutenção.

3ª coluna: Modos de detecção

Nesta coluna são apresentados os possíveis modos de detecção de acidentes, através dos sentidos humanos ou por instrumentos.

4ª coluna: Conseqüência

Os possíveis danos ao meio ambiente e instalações para cada evento são identificados nesta coluna. São incluídas a fauna, flora e instalações

5ª coluna: Freqüência

Os cenários de acidentes são classificados em categorias de freqüência, as quais fornecem uma indicação qualitativa da freqüência esperada de ocorrência, conforme indicado na Tabela II.8-15.

6ª coluna: Severidade

Os cenários acidentais foram classificados de acordo com os critérios estabelecidos na Tabela II.8-14, auxiliando assim o avaliador na análise dos danos ao meio ambiente e instalações. Esta coluna através das denominações de severidade “desprezível”, “marginal”, “crítica” e “catastrófica” visa obter a magnitude do dano.

7ª coluna: Risco

A coluna risco é obtida através da combinação entre a freqüência e a severidade como é apresentado na Tabela II.8-16, a qual fornece uma indicação qualitativa do grau de risco para cada hipótese acidental identificada e avaliada neste estudo.

8ª coluna: Recomendações / Observações

Esta coluna apresenta as recomendações para prevenir e minimizar o perigo assim como medidas de correções e procedimentos que devem ser tomadas em casos de emergência. Além destas recomendações também são incluídos nesta coluna alguns comentários relevantes à hipótese acidental.

B) Identificação dos Eventos Perigosos

Os eventos perigosos identificados nos sistemas da plataforma de instalação PA-09, lançamento de linhas pela embarcação Mayo e de produção e escoamento de óleo e gás foram obtidos a partir da investigação e análise de processo, para diagnóstico das potenciais falhas com ocorrência de vazamento de óleo/gás e derivados para o ambiente.

Os resultados obtidos na identificação dos eventos estão baseados na análise histórica de acidentes e na análise de potenciais falhas considerando as características de cada sistema e os equipamentos dos subsistemas e procedimentos operacionais.

Os perigos decorrentes das atividades compreendidas nestes sistemas que originam os cenários de vazamento de óleo e gás, além de outros produtos, são delineados para cada cenário acidental identificados nos seguintes sistemas descritos a seguir:

Cenário Acidental 1: Vazamento de Óleo

Sistema 1.1. Instalação de plataformas (PA-09)

Subsistema 1.1.1: Completação do poço 1 RNS-140

Sistema 1.2. Produção e Escoamento de Óleo

Subsistema 1.2.1: Extração de Óleo do poço 1- RNS- 140

Subsistema 1.2.2: Escoamento da Produção (linha de escoamento do trecho PSIR-2 a PSIR-1)

Subsistema 1.2.3: Sistema de Lançamento de PIG na plataforma PSIR-2 e Recebimento da plataforma PSIR-1

Cenário Acidental 2: Vazamento de Óleo e Gás (Mistura Bifásica)

Sistema 2.1. Medição e Escoamento de Óleo e Gás

Subsistema 2.1.1: Separação e Medição de Óleo/Gás

Subsistema 2.1.2: Escoamento da Produção (linha de escoamento do trecho PSIR-1 a UTPF do pólo de Guamaré)

Subsistema 2.1.3: Sistema de Lançamento de PIG na plataforma PSIR-1

Cenário Acidental 3: Vazamento de Gás

Sistema 3.1. Instalação de plataformas (PA-09)

Subsistema 3.1.1: Completação do poço 3-RNS-143

Sistema 3.2. Produção e Escoamento de Gás

Subsistema 3.2.1: Extração de Gás do poço 3- RNS-143

Cenário Acidental 4: Vazamento de óleo combustível

Sistema 4.1. Instalação de plataformas (PA-09)

Subsistema 4.1.1: Mobilização e Posicionamento

Subsistema 4.1.2: Armazenamento de Combustível

Sistema 4.2: Atividade de Logística da embarcação de apoio

Subsistema 4.2.1: Abastecimento para a plataforma PA-09/Apoio operacional para as plataformas de Produção

Sistema 4.3. Lançamento de linhas (embarcação Mayo)

Subsistema 4.3.1: Armazenagem de combustível da embarcação Mayo

Cenário Acidental 5: Vazamento de fluido de estanqueidade

Sistema 5.1. Lançamento de linhas (embarcação Mayo)

Subsistema 5.1.1: Teste de estanqueidade das linhas

Cenário 6: Vazamento de Resíduo Oleoso

Sistema 6.1. Instalação de plataformas (PA-09)

Subsistema 6.1.1: Drenagem e Tratamento de efluentes

Cenário Acidental 7: Vazamento de óleo diesel, querosene de aviação, diesel e outros produtos químicos

Sistema 7.1. Instalação de plataformas (PA-09)

Subsistema 7.1.1: Acesso Aéreo a plataforma PA-09

Sistema 7.2. Lançamento de linhas pela embarcação Mayo

Subsistema 7.2.1: Acesso Aéreo a embarcação Mayo

B.1) Descrição dos Cenários

Os cenários acidentais apresentados acima são discutidos a seguir, considerando as taxas de falhas dos equipamentos e os procedimentos operacionais, através de uma investigação detalhada, analisando os potenciais desvios nos referidos sistemas.

Cenário Acidental 1: Vazamento de Óleo

No cenário 1 são abordadas possíveis hipóteses de perda/descontrole do processo que provocam vazamentos de óleo durante as atividades de completação pela plataforma de instalação PA-09 e produção e escoamento de óleo.

Os eventos acidentais foram identificados nos subsistemas de completação, extração e escoamento através de uma investigação detalhada, analisando os potenciais desvios operacionais e falhas dos equipamentos.

Os perigos e hipóteses acidentais são descritos a seguir para cada um dos subsistemas citados anteriormente.

Sistema 1.1. Instalação de plataformas (PA-09)

Subsistema 1.1.1: Completação do poço 1-RNS-140

Neste subsistema foram avaliadas as possíveis hipóteses acidentais que estão relacionadas aos problemas operacionais no poço, falhas mecânica/operacional das válvulas de segurança e controle durante as operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo. Os perigos identificados neste subsistema são:

Blowout

A válvula de segurança SSSV do tipo SDV se mantém em posição aberta através de uma linha de controle conectada à superfície, permanentemente

pressurizada. Foi considerada a hipótese acidental de falha operacional no acionamento da válvula de segurança a partir de uma situação concomitante de falhas no seu acionamento e na válvula de controle de superfície, além de erros operacionais durante a completação.

Para cálculo do pior caso de cenário de vazamento de óleo, foi considerada a vazão de 20 m³/dia de óleo durante 30 dias, caracterizado pela condição de *blowout*. A Tabela II.8-17 apresenta quantitativos do volume de óleo devido à ocorrência de *blowout* durante a etapa de completação.

Tabela II.8-17: *Quantitativos do volume de óleo devido a ocorrência de blowout durante a etapa de completação.*

VOLUME DE ÓLEO NAS CONDIÇÕES DE <i>BLOWOUT</i> (30 DIAS)	
Tipo de Vazamento	Óleo (m ³)
Pequeno Vazamento (PV)	0<PV<8
Médio Vazamento (MV)	8<=MV<200
Grande Vazamento (GV)	200<=GV<=600

Válvula de controle de superfície

Para a caracterização da hipótese de vazamento neste equipamento, durante a etapa de completação, foram postulados desvios operacionais de funcionamento ou mecânicas das válvulas do tipo “gaveta” e “anular” associadas à cabeça do poço.

Foi considerada a maior probabilidade de ocorrência de pequenos vazamentos de óleo, 8 m³, devido às facilidades de monitoramento, intervenção através de identificação por instrumento e procedimentos de parada de emergência que são realizados pelo operador da plataforma PUB-2 (Plataforma de Ubarana 2).

Sistema 1.2. Produção e Escoamento de Óleo

No sistema 1.2 são abordadas possíveis hipóteses de perda/descontrole do processo que provocam vazamentos de óleo durante a atividade de produção do poço 1-RNS-140 e de escoamento pela plataforma PSIR-2.

Os eventos acidentais identificados nos subsistemas de extração e escoamento através da análise dos potenciais desvios operacionais e falhas dos equipamentos permitiram a formulação das hipóteses acidentais que são descritas a seguir para cada um dos subsistemas citados anteriormente.

Subsistema 1.2.1: Extração de Óleo do poço 1- RNS- 140

O Subsistema 1.2.1 engloba todo o processo de extração, onde são abordados os eventos acidentais que provocam a ocorrência do cenário de vazamento de óleo.

Neste subsistema foram avaliadas as possíveis hipóteses acidentais a partir do momento da extração do fluido até a árvore de natal, localizada no *deck* da plataforma PSIR-2 sendo identificados os seguintes perigos:

Blowout

A hipótese acidental avaliada é o caso de descontrole do poço (*blowout*) provocando o vazamento de óleo na plataforma PSIR-2.

O perigo de blowout foi identificado a partir da hipótese acidental formulada com base nas potenciais falhas de qualquer dispositivo (falhas de válvulas, falhas de operação do sistema de controle do poço, que podem estar associadas à falha humana ou ao próprio descontrole do poço). É considerado o evento acidental mais crítico avaliado neste estudo podendo causar conseqüências com perdas da instalação e sérios impactos no meio ambiente, devido ao volume de óleo liberado para o mar.

A Tabela II.8-18 apresenta a vazão do pior caso do cenário de vazamento de óleo do poço da plataforma Satélite PSIR-2 em condição de *blowout*.

Tabela II.8-18: Condições de blowout para o poço da plataforma Satélite PSIR-2

CONDIÇÕES DE <i>BLOWOUT</i>	1 RNS-140
Vazão de óleo (m ³ /dia)	20

Fonte: PETROBRAS, 2004.

Para avaliação da consequência ambiental e do dimensionamento da descarga foi avaliado o pior caso de vazamento, correspondendo a maior vazão de produção nas condições de blowout do poço Produtor 1-RNS-140 na Bacia Potiguar. Para efeitos de estimar as possíveis descargas de óleo, foi considerado para condição de descontrole do poço durante 30 dias.

Na Tabela II.8-19 é apresentado o escalonamento do volume vazado em condições de *blowout* durante 30 dias.

Tabela II.8-19: Escalonamento do volume vazado em condições de blowout

VOLUME DE ÓLEO NAS CONDIÇÕES DE <i>BLOWOUT</i> (30 DIAS)	
Tipo de Vazamento	Óleo (m ³)
Pequeno Vazamento (PV)	0<PV<8
Médio Vazamento (MV)	8<=MV<200
Grande Vazamento (GV)	200<=GV<=600

Vazamento pela árvore de natal

Para a caracterização da hipótese de vazamento neste equipamento do subsistema foram postuladas falhas nas válvulas associadas à cabeça de produção: válvula de fechamento automático, válvula de estrangulamento (CV - *Choke Valve*), válvula de produção principal (PMV - *Production Main Valve*) e válvula lateral de produção (PWV - *Production Wing Valve*).

Na análise foram avaliados os possíveis vazamentos devido a falhas nas válvulas da árvore de natal, sendo considerada a maior probabilidade de ocorrência de pequenos vazamentos, 8 m³, devido ao monitoramento, intervenção por identificação por instrumento e procedimentos de parada de emergência que

são realizados pela plataforma PUB-2 (Plataforma de Ubarana 2). As variáveis de processo, como pressão e vazão são constantemente monitoradas pelo sistema de controle do poço, possibilitando a intervenção no processo devido alteração dos parâmetros pré-estabelecidos originado por falhas nas válvulas na árvore de natal.

Subsistema 1.2.2: Escoamento da Produção (linha de escoamento do trecho PSIR-2 a PSIR-1)

O subsistema de escoamento da produção compreende o trecho de duto, que interliga as plataformas PSIR-2 e PSIR-1. Nas formulações das hipóteses foram abordados os eventos acidentais que originam o cenário de vazamento de óleo através da linha de escoamento e válvulas de controle do subsistema.

Linha de escoamento do trecho PSIR-2 a PSIR-1

Para a avaliação da hipótese acidental de vazamento através da linha de escoamento foram analisados os riscos de acidentes causados por corrosão e choque mecânico (arraste de petrechos de pesca, ancoragem inadvertida de embarcações).

Segundo o banco de dados da PETROBRAS, as possíveis taxas de falhas de ocorrência deste evento estão agrupadas em corrosão/material defeituoso e ancoramento/ impacto. Estes dois grupos de acidentes possuem taxas de falhas na mesma categoria de frequência, respectivamente a 1×10^{-3} por km-ano e 7×10^{-4} por km-ano que corresponde à taxa de falha igual a improvável para o primeiro grupo e remota para o segundo grupo.

Segundo a classificação de frequência da metodologia aplicada neste estudo, foi considerado o acidente que apresenta maior taxa de ocorrência de falhas, aumentando desta maneira o grau de confiabilidade da análise com a adoção de hipóteses conservativas.

Para avaliação da consequência ambiental e para o dimensionamento da descarga de pior caso para este tipo de acidente foi considerado a vazão máxima de operação da linha para o escoamento de óleo, ou seja, $100 \text{ m}^3/\text{dia}$, o tempo

estimado para a detecção do vazamento de 90 segundos, o tempo estimado entre a detecção e a interrupção do derramamento que é igual a 30 segundos e o volume de óleo no interior da linha de escoamento após o fechamento das válvulas de bloqueio.

O cálculo da descarga de pior caso foi obtido pela seguinte fórmula:

$$V_{pc} = (T_1 + T_2) \times Q + V_l$$

Onde:

V_{pc} - volume do derramamento correspondente à descarga do pior caso;

T_1 - tempo estimado para a detecção do vazamento;

T_2 - tempo estimado entre a detecção e a interrupção do derramamento;

Q - vazão máxima de operação da linha;

V_l - volume de óleo na seção de linha.

$$V_{pc} = 0,0014 \times 100 + 14,58$$

$$V_{pc} = 14,72 \text{ m}^3$$

Desta forma, o volume da descarga de pior caso será: 14,72 m³.

A Tabela II.8-20 apresenta o escalonamento do volume de vazamento pela linha de escoamento.

Tabela II.8-20: Quantitativos de volume de óleo na linha de escoamento que interliga as plataformas PSIR-2 e PSIR-1

ÓLEO (m ³)	
Tipo de Vazamento	Linha de escoamento
Pequeno Vazamento (PV)	0<PV<8
Médio Vazamento (MV)	8<MV<=14,72

Riser de entrada e saída

A hipótese acidental avaliada para os possíveis acidentes nos risers de entrada da plataforma da PSIR-1 e de saída da plataforma PSIR-2 foi postulada considerando a taxa de falha obtida no item de Análise Histórica de Acidentes, a ausência de compressão dos fluidos contidos no trecho da linha de escoamento e a descarga total de óleo para o ambiente devido ao rompimento do trecho de saída que possui comprimento um de 18 metros e 4 polegadas de diâmetro.

Na hipótese foi contemplada a maior descarga de vazamento que corresponde ao volume 0,14 m³ de óleo.

Tabela II.8-21: Quantitativos de volume de óleo no riser das plataformas PSIR-2 e PSIR-1

ÓLEO (m ³)	
Tipo de Vazamento	Riser de saída (4")
Pequeno Vazamento (PV)	0<PV<0,14

Válvulas de controle

Na avaliação da hipótese acidental associada ao vazamento pelas válvulas situadas nas extremidades da linha que interliga as plataformas PSIR-2 a PSIR-1, foram estimadas apenas descargas de até 8 m³, pois a pressão e vazão do subsistema é constantemente monitorada. Qualquer alteração nos parâmetros

medidos é imediatamente registrada, e no caso de ocorrência de desvios operacionais, são executados procedimentos de bloqueio da linha, permitindo desta forma maior controle sobre as variáveis de processo e ações de interrupção da produção.

Subsistema 1.2.3: Sistema de Lançamento de PIG na plataforma PSIR-2 e Recebimento na plataforma PSIR-1

A hipótese acidental contemplada neste subsistema compreende os equipamentos e acessórios utilizados durante as operações de lançamento e recebimento de *pigs* para a limpeza e avaliação das condições da linha.

Para quantificar o volume vazado, foi estimado um valor igual ou menor do que 8 m³ de óleo em função de possíveis falhas associadas ao vazamento pelo lançador. Este valor foi dimensionado em função de facilidade de detecção visual, intervenção e ações de controle para interrupção do vazamento nas operações de limpeza e inspeção da linha que são assistidas pelos operadores.

Cenário Acidental 2: Vazamento de Óleo e Gás (mistura bifásica)

No cenário 2 são abordadas possíveis hipóteses de perda/descontrole do processo que provocam vazamentos da mistura bifásica durante as atividades de medição e escoamento de óleo/gás.

Os eventos acidentais foram identificados nos subsistemas de separação e escoamento através de uma investigação detalhada, analisando os potenciais desvios operacionais e falhas dos equipamentos.

Os perigos e hipóteses acidentais são descritos a seguir para cada um dos subsistemas citados anteriormente.

Subsistema 2.1.1: Separação e Medição de Óleo/Gás

O Subsistema 2.2.1 engloba o processo de separação de gás e óleo específico para medição dos fluidos produzidos, onde são abordados os eventos acidentais que levem ao cenário de vazamento da mistura bifásica.

No subsistema de separação foram avaliadas as possíveis hipóteses acidentais com derramamento da mistura bifásica pelo vaso separador. Foram identificados os perigos associados à taxa de falhas referenciada na Análise Histórica de Acidentes do vaso separador óleo/gás.

Vaso Separador e Medição de Produção Óleo/Gás

O vaso separador e a medição presente na plataforma satélite PSIR-1 é destinado para o recebimento da produção da mistura bifásica óleo e gás e tem como finalidade, após medir as correntes de processo, determinar a vazão e a pressão de cada componente na linha após a separação.

Apesar da Análise Histórica de Acidentes não informar as causas básicas das falhas do vaso separador, os potenciais vazamentos de óleo pelo equipamento estão associadas a problemas de natureza operacional como formação de espuma, obstrução por parafinas, acumulação de areia, emulsões formadas na interface óleo/gás e arraste que podem provocar danos na estrutura do vaso.

Para estimativa do volume de descarga de óleo e gás para o ambiente, foi considerada a vazão de transferência e somatório dos tempos de detecção e interrupção do derramamento, além do volume do vaso. O tempo de detecção considerado é de 90 segundos e interrupção é de 30 segundos, sendo realizado pelo operador do processo localizado na plataforma PUB-2 (Plataforma de Ubarana 2). Desta forma, como a vazão de produção para o vaso separador é de 4,17 m³/h, o volume total vazado neste equipamento no regime estacionário será dado pela seguinte equação:

$$V = (T_1 + T_2) \times Q + V_{sp}$$

Onde:

V - volume do derramamento correspondente à descarga de óleo;

T_1 - tempo estimado para a detecção do vazamento;

T_2 - tempo estimado entre a detecção e a interrupção do derramamento;

Q - vazão operacional do vaso separador;

V_{sp} - volume de vaso separador de medição da produção

$$V = 0,034 \times 4,17 + 1,20$$

$$V = 0,21 \text{ m}^3 + 1,20$$

Logo, o volume total vazado para o pior caso será de:

$$V = 1,34 \text{ m}^3$$

A Tabela II.8-22 apresenta quantitativo do volume vazado pelo vaso separador de medição da produção.

Tabela II.8-22: *Quantitativo de volume mistura bifásica pelo vaso separador de produção*

VOLUME DE ÓLEO E GÁS (m ³)	
Tipo de Vazamento	Vaso Separador de Medição
	Volume (m ³)
Pequeno Vazamento (PV)	$0 < PV < 1,34$

Subsistema 2.1.2: Escoamento da Produção (linha de escoamento do trecho PSIR-1 à UTPF do Pólo de Guamaré)

Seguindo os critérios adotados para a hipótese acidental de vazamento da linha entre as plataformas de PSIR-2 a PSIR-1 para quantificar o volume vazado, foram consideradas as seguintes premissas:

- Vazamento de óleo, devido a sua maior persistência no ambiente (no substrato sólido ou em meio aquoso) comparando com o vazamento de gás que apresenta maior dispersão no ambiente para o trecho que interliga a plataforma PSIR-1 a UTPF do Pólo de Guamaré em ambiente marinho ou terrestre.
- Para avaliação da consequência ambiental e para o dimensionamento da descarga de pior caso para este cenário foi considerado a vazão máxima de operação da linha para o escoamento de óleo, ou seja, 100 m³/dia, o tempo estimado para a detecção do vazamento de 90 segundos, o tempo estimado entre a detecção e a interrupção do derramamento de 30 segundos e o volume de óleo no interior da linha de escoamento após o fechamento das válvulas de bloqueio.

O cálculo da descarga de pior caso foi obtido pela seguinte fórmula:

$$V_{pc} = (T_1 + T_2) \times Q + V_l$$

Onde:

V_{pc} - volume do derramamento correspondente à descarga do pior caso;

T_1 - tempo estimado para a detecção do vazamento;

T_2 - tempo estimado entre a detecção e a interrupção do derramamento;

Q - vazão de operação no trecho PSIR-1/UTPF;

V_l - volume de óleo na seção de linha.

$$V_{pc} = 0,0014 \times 100 + 282,5$$

$$V_{pc} = 282,64 \text{ m}^3$$

Desta forma, o volume da descarga de pior caso calculado é: 282,64 m³.

A Tabela II.8-23 apresenta o escalonamento do volume de vazamento pela linha de escoamento.

Tabela II.8-23: Quantitativos de volume de óleo na linha de escoamento que interliga as plataformas PSIR-1 e UTPF

ÓLEO (m ³)	
Tipo de Vazamento	Duto de escoamento
Pequeno Vazamento (PV)	0<PV<=8
Médio Vazamento (MV)	8<MV<=200
Grande Vazamento (GV)	200<GV<=282,64

Riser de saída

A hipótese acidental avaliada para o *riser* de saída da plataforma PSIR-1 foi postulada considerando a taxa de falha obtida no item de Análise Histórica de Acidentes, a ausência de compressão dos fluidos no interior da linha de escoamento e a descarga total de óleo e gás para ambiente devido ao rompimento do trecho de saída de comprimento de 18 metros e 6 pol de diâmetro.

Na hipótese foi contemplada a maior descarga de vazamento que corresponde ao volume 0,32 m³ de mistura bifásica.

Tabela II.8-24: Quantitativos de volume de mistura óleo-gás no riser da plataforma PSIR-1

MISTURA ÓLEO-GÁS (m ³)	
Tipo de Vazamento	Riser de saída (6")
Pequeno Vazamento (PV)	0<PV<0,32

Válvulas de controle

O vazamento de óleo e gás pela válvula situada na plataforma PSIR-1 que interliga a UTPF do Pólo de Guamaré, foi estimada apenas descargas de até 8 m³, em razão do sistema de controle e de monitoramento das variáveis de processo (pressão e vazão) que são os parâmetros medidos para proceder a intervenção ou *shut-down* do sistema de produção. O monitoramento permite então executar procedimentos de bloqueio da linha, permitindo desta forma maior controle sobre as variáveis de processo e ações de interrupção da produção.

Subsistema 2.1.3: Sistema de Lançamento de PIG na plataforma PSIR-1

A hipótese acidental contemplada neste subsistema compreende os equipamentos e acessórios utilizados na plataforma PSIR-1 durante as operações de lançamento de *pigs* desta plataforma para o Pólo de Guamaré. De forma a conferir um caráter mais conservativo ao estudo foi adotado como taxa de falha no sistema de passagem de *pigs* o maior valor entre os recebedores e lançadores de pig (9,93 x 10⁻³ por ano), conforme os dados apresentados na Análise Histórica de Acidentes. Para a quantificação de volume de óleo e gás vazado, foi também estimado em até 8 m³ em função das mesmas justificativas apresentadas no Subsistema 1.2.3 “Sistema de Lançamento de PIG na plataforma PSIR-2 e Recebimento da plataforma PSIR-1”.

Cenário Acidental 3: Vazamento de Gás

Neste cenário são abordadas possíveis hipóteses de perda/descontrole do processo que provocam vazamentos de gás durante as atividades de completação pela plataforma de instalação PA-09 e produção de gás.

Os eventos acidentais foram identificados nos subsistemas de completação e extração, através de uma investigação detalhada, analisando os potenciais desvios operacionais e falhas dos equipamentos.

Os perigos e hipóteses acidentais são descritos a seguir para cada um dos subsistemas citados anteriormente.

Sistema 3.1. Instalação de plataformas (PA-09)

Subsistema 3.1.1: Completação do poço 3-RNS-143

Neste subsistema foram avaliadas as possíveis hipóteses acidentais que estão relacionadas aos problemas operacionais no poço, falhas mecânica/operacional das válvulas de segurança e controle durante as operações destinadas a equipar o poço para produzir gás. Os perigos identificados neste subsistema são:

Blowout

A hipótese acidental de vazamento de gás para este cenário é caracterizada pela falha operacional no acionamento da válvula de segurança a partir de uma situação concomitante de falhas no seu acionamento e na válvula de controle de superfície, além de erros operacionais durante a completação.

Para cálculo do pior caso de vazamento, foi considerada a vazão de 227000 m³/dia durante 1 hora para a situação de descontrole do poço, caracterizado pela condição de *blowout*. A Tabela II.8-25 apresenta quantitativos do volume de gás devido à ocorrência de blowout durante a etapa de completação.

Tabela II.8-25 : Quantitativos do volume de óleo devido a ocorrência de blowout durante a etapa de completação.

VOLUME DE GÁS NAS CONDIÇÕES DE <i>BLOWOUT</i> (1 hora)	
Tipo de Vazamento	Gás (m ³)
Pequeno Vazamento (PV)	0<PV<8
Médio Vazamento (MV)	8<=MV<200
Grande Vazamento (GV)	200<=GV<=9458

Válvula de controle de superfície

Para a caracterização da hipótese de vazamento neste equipamento, durante a etapa de completção, foram postuladas falhas operacionais de funcionamento ou mecânicas das válvulas do tipo do tipo “gaveta” e “anular” associadas à cabeça do poço.

Foi considerada a maior probabilidade de ocorrência de pequenos vazamentos, 8 m³, devido às facilidades de monitoramento, intervenção através da identificação por instrumento e procedimentos de parada de emergência que são realizados pelo operador da plataforma PUB-2 (Plataforma de Ubarana 2).

Sistema 3.2 .Produção e Escoamento de Gás

Subsistema 3.2.1: Extração de Gás do poço 3-RNS -143

O Subsistema 3.2.1 engloba todo o processo de extração, onde são abordados os eventos acidentais que levem ao cenário de vazamento de gás.

Neste subsistema foram avaliadas as possíveis hipóteses acidentais a partir do momento da extração do fluido até a árvore de natal, localizada no *deck* da plataforma PSIR-1 sendo identificados os seguintes perigos:

Blowout

A hipótese acidental avaliada é o caso de descontrole do poço (*blowout*) provocando o vazamento de gás na plataforma PSIR-1, sendo atribuída as mesmas causas básicas referentes ao Subsistema 1.2.1: “Extração de Óleo do poço 1- RNS- 140”.

Para estimativa de volume de descarga de gás para o ambiente, foi considerada a vazão de 227.000 m³/dia para a condição de descontrole do poço em até 1 hora devido às facilidades de controle e monitoramento de queda de pressão do reservatório, de acionamento das válvulas de segurança e de controle do poço e procedimentos de parada de emergência que são realizadas pela plataforma PUB-2 (Plataforma de Ubarana 2).

A Tabela II.8-26 apresenta a vazão do poço da plataforma satélite PSIR-1, em condição de *blowout* para o vazamento de gás.

Tabela II.8-26: Condições de *blowout* por poço da plataforma Satélite PSIR-1

CONDIÇÕES DE <i>BLOWOUT</i>	3-RNS-143
Vazão de Gás (m ³ /dia)	227000

Fonte: PETROBRAS, 2004.

Na Tabela II.8-27 é apresentado o escalonamento do volume vazado em condições de *blowout* durante 1 hora para vazamento de gás.

Tabela II.8-27: Escalonamento do volume vazado em condições de *blowout*

VOLUME DE GÁS NAS CONDIÇÕES DE <i>BLOWOUT</i> (1 hora)	
Tipo de Vazamento	Gás (m ³)
Pequeno Vazamento (PV)	0<PV<8
Médio Vazamento (MV)	8<=MV<200
Grande Vazamento (GV)	200<=GV<=9458

Vazamento pela árvore de natal

Para a caracterização da hipótese de vazamento neste equipamento foram postuladas as mesmas falhas nas válvulas associadas à cabeça de produção e que foram descritas no Subsistema 1.2.1: “Extração de Óleo do poço 1- RNS-140”.

Nesta análise foi considerada a maior probabilidade de ocorrência de pequenos vazamentos, 8 m³ devido a falhas nas válvulas da árvore de natal.

Cenário Acidental 4: Vazamento de Óleo Combustível

A análise do cenário acidental de vazamento de combustível tem como justificativa, identificar as atividades de operações de apoio, bem como o armazenamento de combustível da própria plataforma de instalação PA-09 que podem gerar descargas acidentais de óleo combustível para o ambiente.

Os eventos acidentais foram identificados a partir da análise dos potenciais desvios operacionais relativos às falhas dos equipamentos e condições ambientais (meteorológicas e oceanográficas) e erros operacionais associados à falha humana durante a navegação e no abastecimento.

A partir dos eventos acidentais identificados foram postuladas as hipóteses de vazamento de combustível baseadas em volumes que representam os eventos mais críticos, considerando o inventário total para cada subsistema analisado.

Sistema 4.1. Instalação de plataformas (PA-09)

Subsistema 4.1.1: Mobilização e Posicionamento da PA-09

No subsistema de mobilização e posicionamento da plataforma foram postuladas as hipóteses acidentais, a partir do estudo de análise histórica e análise das atividades do empreendimento que correspondem à perda de estabilidade da plataforma marítima durante o transporte e no posicionamento na locação. A perda de estabilidade pode ocorrer devido as seguintes causas: colisão com outra estrutura ou embarcação, erro de operação ou equipamento durante a distribuição de lastro ou carga e condições de mar e/ou tempo adversas.

Para quantificar o volume de vazamento de óleo diesel, foi considerado o somatório dos volumes de todos tanques de óleo diesel da plataforma PA-09 que corresponde a 247,5 m³.

A Tabela II.8-28 apresenta o escalonamento do volume de vazamento de óleo diesel durante a mobilização e posicionamento da plataforma.

Tabela II.8-28: Escalonamento do volume de vazamento de óleo diesel devido durante a mobilização e posicionamento da plataforma.

ÓLEO DIESEL (m ³)	
Tipo de vazamento	Vazamento dos tanques da PA-09
Pequeno Vazamento (PV)	$0 < PV \leq 8 \text{ m}^3$
Médio Vazamento (MV)	$8 < MV \leq 200 \text{ m}^3$
Grande Vazamento (GV)	$200 < GV \leq 247,5 \text{ m}^3$

Subsistema 4.1.2: Armazenamento de combustível

No armazenamento de combustível foram identificados os perigos inerentes a erros operacionais e falhas (furos, trincas, colapso, etc) nos tanques de óleo combustível.

Seguindo os critérios adotados neste estudo para quantificar o volume vazado, foi considerada a maior capacidade de carga volumétrica correspondentes aos tanques TQ-01, TQ-02 e TQ-03 da plataforma PA-09. Admitindo-se que o fluido ocupe todo o volume do tanque, o inventário máximo avaliado e estimado para o presente estudo foi de 82,5 m³, referente à perda de todo o inventário contido no tanque de armazenagem.

Na Tabela II.8-29 é apresentado o escalonamento dos volumes de vazamento de óleo diesel pelos tanques de armazenagem.

Tabela II.8-29: Vazamento dos tanques de armazenagem da PA-09

VOLUME TANQUES DE ARMAZENAGEM (m ³)	
Tipo de Vazamento	Óleo combustível
PV - Pequenos Vazamentos	$0 < PV \leq 8$
MV – Médio Vazamento	$8 < MV \leq 82,5$

Sistema 4.2: Atividade de Logística da embarcação de apoio

Este sistema engloba as atividades relacionadas às funções de apoio à plataforma de instalação PA-09 e a embarcação de lançamento de linhas, onde são abordados os eventos acidentais que ocasionam derrame de óleo diesel para o ambiente durante o abastecimento, estocagem e na navegação na área de influência direta do empreendimento.

Os eventos acidentais foram identificados a partir da análise dos potenciais desvios operacionais, falhas dos equipamentos e condições ambientais (meteorológicas e oceanográficas), além de erros operacionais associados à falha humana no procedimento de transferência de óleo ou navegação.

Subsistema 4.2.1: Operação de Abastecimento para a plataforma PA-09/Apoio operacional para as plataformas de Produção

Na operação de abastecimento e de apoio foram avaliadas as hipóteses acidentais devido à possibilidade de ocorrência de vazamento durante a transferência de óleo diesel para a plataforma PA-09 pela embarcação de apoio e vazamentos devido a choques mecânicos da embarcação com as unidades marítimas.

A hipótese acidental de vazamento foi caracterizada pela perda de contenção do mangote de transferência. Para estimativa do volume de descarga, foi considerada a vazão de transferência e o somatório dos tempos de detecção e interrupção do derramamento, sendo desprezado o volume remanescente contido no interior do mangote, por ser pequeno quando comparado com o volume de descarga.

O tempo de detecção estimado foi de 1 minuto e a interrupção do bombeio é de 2 minutos, em razão do acompanhamento de operadores durante a operação, permitindo a ação de interrupção após a detecção visual. O cálculo do volume de derramamento foi obtido considerando a vazão da bomba de abastecimento para a plataforma PA-09 que é de 50 m³/h, sendo obtido o volume total vazado de óleo pelo mangote no regime estacionário pela equação:

$$V_{pc} = (T_1 + T_2) \times Q$$

Onde:

T_1 - Tempo estimado para detecção do derramamento

T_2 - Tempo estimado entre a detecção e a interrupção do derramamento

Q - Vazão máxima operacional da bomba de transferência

$$V_{pc} = 0,05 \text{ h} \times 50 \text{ m}^3/\text{h} = 2,5 \text{ m}^3$$

A Tabela II.8-30 apresenta um escalonamento de volume de combustível vazado pelo mangote de transferência.

Tabela II.8-30: *Quantitativo de volume vazado pelo mangote de transferência entre a embarcação de apoio e a plataforma de instalação PA-09*

QUANTITATIVO DE VOLUME VAZADO (m ³)	
PV -Pequenos Vazamentos	0 < PV <= 2,5

Para caracterização da hipótese acidental devido à ocorrência de choque mecânico, foi utilizado o barco de apoio Asso Venti, que dentre as que serão usadas é a que possui maior capacidade de armazenamento de óleo diesel.

As informações do banco de dados WOAD 1998, demonstram que as possíveis taxas de falhas de ocorrência deste evento estão associadas ao acidente de colisão, que é caracterizado pelo contato entre unidades offshore e/ou embarcações quando pelo menos uma das duas está navegando ou sendo rebocada, e ao acidente contato que é caracterizado por uma colisão/ contato acidental entre embarcações com a unidade afetada.

Como estes dois acidentes possuem taxas de falhas da mesma ordem de grandeza ($6,62 \times 10^{-4}$ e $1,96 \times 10^{-4}$ para contato e colisão, respectivamente) e com taxas de ocorrência de falhas remota, segundo a classificação de frequência da

metodologia aplicada neste estudo, foi considerado o acidente que apresenta maior taxa de ocorrência de falhas, aumentando desta maneira o grau de confiabilidade desta análise através de hipóteses conservativas.

Admitindo que a pior hipótese acidental é o vazamento de todo o inventário, cerca de 500 m³, têm-se o quantitativo de volume vazado de óleo diesel, conforme apresentado na Tabela II.8-31.

Tabela II.8-31: Escalonamento do volume de vazamento de óleo diesel devido a colisão do barco de apoio com a plataforma de instalação PA-09/plataformas de produção

ÓLEO DIESEL (m ³)	
Tipo de vazamento	Vazamento dos tanques da embarcação de apoio
Pequeno Vazamento (PV)	0 < PV <= 8 m ³
Médio Vazamento (MV)	8 < MV <= 200 m ³
Grande Vazamento (GV)	200 < GV < 500 m ³

Sistema 4.3. Lançamento de linhas (embarcação Mayo)

Subsistema 4.3.1: Armazenagem de combustível da embarcação Mayo

No armazenamento de combustível foram identificados os perigos inerentes a erro operacional e falha dos tanques da embarcação de lançamento de linhas.

Seguindo os critérios adotados neste estudo para quantificar o volume vazado, foi considerado o maior inventário dentre os tanques. Admitindo que o fluido ocupe todo o volume do equipamento que corresponde à capacidade máxima de armazenagem, o volume estimado e avaliado para o presente estudo foi de 115,6 m³, referente aos tanques TQ-17 e TQ-18. Na Tabela II.8-32 é apresentado o escalonamento dos volumes de vazamentos de óleo diesel pelos tanques de armazenagem.

Tabela II.8-32: Escalonamento dos volumes de vazamento pelos tanques de armazenamento

ÓLEO DIESEL (m ³)	
Tipo de vazamento	Vazamento dos tanques de armazenamento
Pequeno Vazamento (PV)	$0 < PV \leq 8 \text{ m}^3$
Médio Vazamento (MV)	$8 < MV \leq 115,6 \text{ m}^3$

Cenário Acidental 5: Vazamento de fluido de estanqueidade

A hipótese acidental identificada neste cenário está relacionada com a possível perda de fluido da linha durante o teste de estanqueidade e suas possíveis causas são avaliadas a seguir.

Sistema 5.1 Lançamento de linhas (embarcação Mayo)

Subsistema 5.1.1: Teste de estanqueidade das linhas

O subsistema 5.1.1 que é referente à atividade de lançamento de linhas contempla o cenário acidental de vazamento do fluido durante a realização do teste hidrostático associado ao rompimento da linha, sendo provocado pelo descontrole das variáveis operacionais de processo (pressão e vazão), durante a verificação de efetividade deste teste e os perigos inerentes a falhas (estruturais e de projeto) da própria linha.

Foi considerado o maior inventário dos dois trechos da linha de escoamento de óleo e gás, que corresponde ao trecho que liga a PSIR-1 ao Pólo de Guamaré. Para esta análise foi postulada a hipótese que o fluido ocupe todo o volume do duto que é equivalente a 282,59 m³. O cenário de vazamento apresenta um menor potencial de severidade no ambiente comparado ao vazamento de óleo para este mesmo trecho analisado, de acordo com o *Subsistema 2.2.2 “Escoamento da Produção (linha de escoamento do trecho PSIR-1 ao Pólo de Guamaré)”*.

Na Tabela II.8-33 é apresentado o escalonamento dos volumes vazados de fluido pelo trecho de linha.

Tabela II.8-33: Escalonamento dos volumes de vazamento de fluido pelo trecho de linha- PSIR-1 ao Pólo de Guamaré

ÓLEO DIESEL (m ³)	
Tipo de vazamento	Vazamento do duto
Pequeno Vazamento (PV)	$0 < PV \leq 8 \text{ m}^3$
Médio Vazamento (MV)	$8 < MV \leq 200 \text{ m}^3$
Grande Vazamento (GV)	$200 < GV \leq 282,59$

Cenário 6: Vazamento de Resíduo Oleoso

No cenário de Vazamento de Resíduo Oleoso são abordadas as possíveis hipóteses acidentais que originam a perda ou descontrole dos processos, sistemas e subsistemas, capazes de provocar vazamentos de resíduos para o ambiente.

As hipóteses acidentais foram postuladas a partir da análise dos potenciais perigos de desvios operacionais e falhas dos equipamentos, restringindo-se apenas ao sistema de drenagem e tratamento de efluentes oleosos. Os perigos e hipóteses acidentais identificados são descritos a seguir:

Sistema 6.1. Instalação de plataformas (PA-09)

Subsistema 5.1.1: Drenagem e Tratamento de efluentes

No sistema de Drenagem e Tratamento de Efluentes foram identificados os perigos inerentes à falha dos equipamentos que fazem parte da etapa de tratamento dos efluentes oleosos. A seguir são apresentados os perigos e dimensionamento do vazamento de resíduo oleoso:

Vasos separadores (SAO-211e SAO-2111.02)

Para a hipótese de vazamento pelo vaso separador de água e óleo, foi considerada a perda de todo o volume contido no separador, ou seja, de até 8 m³.

Tanques de coleta de resíduos oleosos:

A hipótese acidental de vazamento de resíduo na operação de coleta de toda a drenagem foi caracterizada pela perda total do tanque que existe na unidade, equivalente a 9 m³.

Cenário Acidental 7: Vazamento de óleo diesel, querosene de aviação, diesel e outros produtos químicos

Devido às dificuldades de se estimar as conseqüências dos acidentes para este cenário acidental, torna-se pouco preciso qualquer dimensionamento dos volumes de vazamentos de óleo e derivados para o ambiente. Desta forma, as causas deste evento acidental são apresentadas e avaliadas a seguir, considerando-se apenas a freqüência associada à taxa de falha e a severidade associada à magnitude de danos estruturais e a perda da aeronave sem contemplar o dimensionamento de descargas de óleo para o ambiente.

Sistema 7.1. Instalação de plataformas (PA-09)

Subsistema 7.1.1: Acesso Aéreo a plataforma PA-09

Neste subsistema foi contemplado o risco de acidentes na operação de pouso e decolagem de aeronaves na plataforma de instalação PA-09.

As possíveis causas identificadas para caracterização deste acidente estão associadas à falha humana (imperícia do piloto), choque com estruturas elevadas da plataforma e com a embarcação de lançamento de linhas, problemas com a aeronave (falhas mecânicas e de instrumentos de navegação) e condições meteorológicas adversas.

Sistema 7.2. Lançamento de linhas pela embarcação Mayo

Subsistema 7.2.1: Acesso Aéreo a embarcação Mayo

A hipótese acidental identificada neste subsistema está relacionada com as mesmas causas atribuídas ao Subsistema 7.1.1: Acesso Aéreo a plataforma PA-09.

Apesar do estudo da análise histórica do estudo não apresentar ocorrências de eventos envolvendo acidente de helicóptero com a unidade de lançamento de linhas, foi utilizado o valor da taxa de ocorrência da ordem de $1,59E-5$ para acidentes com o tipo de unidade de instalação.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 1: Vazamento de óleo

Sistema 1.1: Instalação de plataformas (PA-09)

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 1

Subsistema 1.1.1: Completação do poço 1- RNS-140

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento de óleo devido a ocorrência de <i>blowout</i> (0<PV<8) (m ³)	1-Problemas operacionais no poço; 2- Falha da válvula de segurança e da válvula de controle de superfície do poço	1-Por instrumentos 2- Visual 3- Odor	1-Possibilidade de derramamento de óleo no mar causando danos à flora e fauna marinhas. 2- Possibilidade de incêndio / explosão	B	II	1	- Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV, válvulas de controle na cabeça do poço; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP); - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 1: Vazamento de óleo

Sistema 1.1: Instalação de plataformas (PA-09)

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 2

Subsistema 1.1.1: Completação do poço 1- RNS-140

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Médio vazamento de óleo devido a ocorrência de <i>blowout</i> (8<MV<200) (m ³)	1-Problemas operacionais no poço; 2- Falha da válvula de segurança e da válvula de controle de superfície do poço	1-Por instrumentos 2- Visual 3- Odor	1- Derramamento de óleo para o mar causando danos à flora e fauna marinhas; 2- Possibilidade de incêndio / explosão	B	III	2	- Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV, válvulas de controle na cabeça do poço; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP); - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 1 : Vazamento de óleo

Sistema 1.1: Instalação de plataformas (PA-09)

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 3

Subsistema 1.1.1: Completação do poço 1- RNS-140

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Grande vazamento de óleo devido à ocorrência de blowout durante a etapa de completação no período de até 30 dias (200<GV<=600 m ³)	1-Problemas operacionais no poço; 2- Falha da válvula de segurança e da válvula de controle de superfície do poço	1-Por instrumentos 2- Visual 3- Odor	1- Derramamento de óleo para o mar causando danos à flora e fauna marinhas; 2- Possibilidade de incêndio / explosão	B	IV	3	- Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV, válvulas de controle na cabeça do poço; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP); - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; -Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 1 : Vazamento de óleo

Sistema 1.1: Instalação de plataformas (PA-09)

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 4

Subsistema 1.1.1: Completação do poço 1- RNS-140

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
- Pequeno vazamento de óleo pela válvula de controle (0<PV<=8) (m ³)	1- Falha pelas gaxetas, flanges e conexões da válvula; 2-Falhas pelo corpo da válvula, 3-Choque mecânico na cabeça do poço	1-Por instrumentos; 2-Odor 3- Visual	1-Possibilidade de derramamento de óleo no mar causando danos à flora e fauna marinhas. 2-Possibilidade de incêndio / explosão	D	II	3	-Manter a postos uma equipe de manobras operacionais para proceder com o fechamento manual da válvula, caso o fechamento automático não esteja funcionando; - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV e válvulas de controle na cabeça do poço; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; -Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 1: Vazamento de óleo

Sistema 1.2: Produção e Escoamento de Óleo

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 5

Subsistema 1.2.1: Extração de Óleo do poço 1- RNS-140

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento de óleo devido a ocorrência de <i>blowout</i> ($0 < PV < 8$) (m ³)	1-Problemas operacionais no poço; 2-Falha de operação do sistema de controle do poço, que podem estar associadas à falha humana. 3- Falhas nas operações de <i>workover</i>	1-Por instrumentos 2- Visual 3- Odor	1-Possibilidade de derramamento de óleo no mar causando danos à flora e fauna marinhas. 2- Possibilidade de incêndio / explosão	A	II	1	<ul style="list-style-type: none"> - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva do sistema de prevenção de "blowout" , segundo recomendação do "American Petroleum Institute - API". - Manter um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de monitoramento da plataforma. Ao sinal de vazamento, o operador deverá avisar ao SUPLAT; - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV, válvulas de controle na cabeça do poço; - Revisar os procedimentos para trabalhos de workover; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores e alarmes); - Realizar treinamento para a tripulação em procedimentos para controle do poço e identificação de sinais de alerta e causas de blowout; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 1: Vazamento de óleo

Sistema 1.2: Produção e Escoamento de Óleo

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 6

Subsistema 1.2.1: Extração de Óleo do poço 1- RNS-140

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Médio vazamento de óleo devido a ocorrência de <i>blowout</i> (8<MV<200) (m ³)	1-Problemas operacionais no poço; 2-Falha de operação do sistema de controle do poço, que podem estar associadas à falha humana. 3- Falhas nas operações de <i>workover</i>	1-Por instrumentos 2- Visual 3- Odor	1-Derramamento de óleo no mar causando danos à flora e fauna marinhas. 2- Possibilidade de incêndio / explosão	A	III	1	- Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva do sistema de prevenção de "blowout" , segundo recomendação do "American Petroleum Institute - API". -Manter um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de monitoramento da plataforma. Ao sinal de vazamento, o operador deverá avisar ao SUPLAT; - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV, válvulas de controle na cabeça do poço; - Revisar os procedimentos para trabalhos de workover - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores e alarmes); - Realizar treinamento para a tripulação em procedimentos para controle do poço e identificação de sinais de alerta e causas de blowout; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 1 : Vazamento de óleo

Sistema 1.2: Produção e Escoamento de Óleo

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 7

Subsistema 1.2.1: Extração de Óleo do poço 1- RNS-140

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Grande vazamento de óleo devido à ocorrência de blowout no período de até 30 dias (200<GV<=600 m ³)	1-Problemas operacionais no poço; 2- Falha da válvula de segurança e da válvula de controle de superfície do poço; 3- Falhas nas operações de <i>workover</i>	1-Por instrumentos 2- Visual 3- Odor	1- Derramamento de óleo para o mar causando danos à flora e fauna marinhas; 2- Possibilidade de incêndio / explosão	A	IV	2	- Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva do sistema de prevenção de "blowout" , segundo recomendação do "American Petroleum Institute - API". -Manter um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrol das variáveis de monitoramento da plataforma. Ao sinal de vazamento, o operador deverá avisar ao SUPLAT; - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV, válvulas de controle na cabeça do poço; -Revisar os procedimentos para trabalhos de workover - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores e alarmes); - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 1 : Vazamento de óleo

Sistema 1.2: Produção e Escoamento de Óleo

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 8

Subsistema 1.2.1: Extração de Óleo do poço 1- RNS-140

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento (PV) de óleo pelas válvulas da árvore de natal associadas à cabeça de produção. (SDV, HV, PMV , PWV) ($0 < PV \leq 8$) (m ³)	1-Vazamento pelos flanges ou gaxetas; 2- Defeito do material ou fabricação; 3-Choque mecânico na cabeça de produção podendo causar dano às válvulas	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de derramamento de óleo no mar causando danos à flora e fauna marinhas; 2- Possibilidade de incêndio / explosão	D	II	3	-Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas DHSV; -Manter um operador na sala de controle que, ao sinal de qualquer vazamento, deverá avisar ao Supervisor da plataforma (SUPLAT); - Manter atualizado o Relatório de Inspeção da DHSV, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; - Monitorar os níveis de gases corrosivos passando pela coluna de produção; -Inspeccionar e realizar testes no sistema de segurança (alarmes, sensores de pressão, etc) - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 1: Vazamento de óleo

Sistema 1.2: Produção e Escoamento de óleo

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 9

Subsistema 1.2.2: Escoamento da produção (linha de escoamento do trecho PSIR-2 a PSIR-1)

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento de óleo na linha de escoamento que interliga as plataformas PSIR-2 e PSIR-1. (0<PV<8) (m ³)	1-Impacto mecânico devido a atividades pesqueiras; 2-Corrosão; 2-Arraste de âncoras;	1-Por instrumentos; 2- Visual	1- Derramamento de óleo no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	C	II	2	- Deverá haver um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de monitoramento (pressão e vazão) da linha; - Adotar procedimentos de aproximação das embarcações quando houver manutenção da linha; - Realizar inspeção e manutenção periódica da linha, segundo procedimentos operacionais. - Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área; -Proceder com programa de avisos as embarcações que atuam na área sobre a existência de linhas no local; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 1: Vazamento de óleo

Sistema 1.2: Produção e Escoamento de óleo

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 10

Subsistema 1.2.2: Escoamento da produção (linha de escoamento do trecho PSIR-2 a PSIR-1)

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Médio vazamento de óleo na linha de escoamento que interliga as plataformas PSIR-2 e PSIR-1. (8<MV<=14,72) (m ³)	1-Impacto mecânico devido a atividades pesqueiras; 2-Corrosão; 2-Arraste de âncoras;	1-Por instrumentos; 2- Visual	1- Derramamento de óleo no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	C	II	2	- Deverá haver um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de monitoramento da linha (pressão e vazão); - Adotar procedimentos de aproximação das embarcações quando houver manutenção da linha; - Realizar inspeção e manutenção periódica da linha, segundo procedimentos operacionais. - Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área; -Proceder com programa de avisos as embarcações que atuam na área sobre a existência de linhas no local; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 1: Vazamento de óleo

Sistema 1.2: Produção e Escoamento de óleo

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 11

Subsistema 1.2.2: Escoamento da produção (linha de escoamento do trecho PSIR-2 a PSIR-1)

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento de óleo pelos risers de entrada e saída ($0 < PV \leq 0,14m^3$)	1-Defeito do material ou fabricação; 2-Choque mecânico podendo causar dano à linha 3-Corrosão 4-Fadiga	1-Por instrumentos;	1-Possibilidade de derramamento de óleo e gás no mar causando danos à flora e fauna marinhas;	A	I	1	- Deverá haver um operador na sala de controle da plataforma da PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de monitoramento do riser. Ao sinal de vazamento, o operador deverá avisar ao SUPLAT; - O operador da plataforma PUB-02 deverá assegurar que o sistema de fechamento está operando normalmente. -Os risers deverão ser inspecionados periodicamente; - Seguir programação de inspeção e manutenção periódica; - Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas com o objetivo de isolar o trecho danificado; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 1: Vazamento de óleo

Sistema 1.2: Produção e Escoamento de óleo

HIPÓTESE ACIDENTAL N° 12

Subsistema 1.2.2: Escoamento da produção (linha de escoamento do trecho PSIR-2 a PSIR-1)

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento de óleo pelas válvulas de controle ($0 < PV \leq 8 \text{ m}^3$)	1- Defeito do material ou fabricação; 2- Choque mecânico podendo causar dano à válvula; 3- Corrosão; 4- Desgaste; 5- Falha de manutenção / inspeção	1- Por instrumentos;	1- Possibilidade de derramamento de óleo e gás no mar causando danos à flora e fauna marinhas;	D	II	3	- Deverá haver um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de processo (pressão e vazão); - O operador da plataforma PUB-02 deverá assegurar que o sistema de fechamento das válvulas está operando normalmente. - As válvulas deverão ser inspecionadas periodicamente; - Proceder com inspeção para verificação de possíveis vazamentos provocados por desgaste / corrosão ou outros danos; - Seguir programação de inspeção, manutenção e calibração periódica; - Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 1: Vazamento de óleo

Sistema 1.2: Produção e Escoamento de óleo

HIPÓTESE ACIDENTAL N° 13

Subsistema 1.2.3: Sistema de Lançamento de PIG na plataforma PSIR-2 e Recebimento na plataforma PSIR-1

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento de óleo pelo lançador e receptor de pig. ($0 < PV \leq 8 \text{ m}^3$)	1-Má operação do pig de limpeza, causando obstrução de válvulas SDV por impurezas, corrosão dos dutos; 2-Má operação de pig de instrumentação; 3-Fadiga;	1-Por instrumentos; 2- Por sobrepressão na câmara	1-Derramamento de óleo e gás podendo causar danos à flora e fauna; 2-Possibilidade de incêndio/explosão	C	II	2	- Conduzir periodicamente inspeções internas nas linhas por meio de pigs instrumentados; - Conduzir periodicamente a limpeza dos dutos por meio de pigs de limpeza; - Assegurar a pressão mínima necessária na linha para que os pigs possam se deslocar ao longo de todo o percurso executando as tarefas que lhe cabem; - Assegurar que a vedação entre a parede do duto e o pig esteja adequada a passagem do mesmo; - Assegurar que a passagem do pig não carreie nenhuma impureza para as válvulas de forma que venha a comprometer a perfeita operação das mesmas; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 2: Vazamento de óleo e gás

Sistema 2.1: Medição e Escoamento de óleo e gás

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 14

Subsistema 2.1.1: Separação de óleo/gás

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Pequeno vazamento de óleo e gás pelo vaso separador de produção da plataforma PSIR-1 ($0 < PV \leq 1,34 \text{ m}^3$)	1-Falha Operacional / humana; 2-Trincas e furos; 3- Corrosão; 4- Presença de impurezas no interior do vaso	1-Por instrumentos;	1-Possibilidade de derramamento de óleo no mar causando danos à flora e fauna marinhas; 2-Possibilidade de incêndio/explosão	B	II	1	-Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção; - Manter um operador na sala de controle que, ao sinal de qualquer vazamento, deverá avisar ao Supervisor da plataforma (Suplat). - Manter atualizado o Relatório de Inspeção, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; -Realizar inspeção/manutenção periódica segundo procedimentos operacionais; - Monitorar os níveis de gases corrosivos passando pela coluna de produção; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 2: Vazamento de óleo e gás

Sistema 2.1: Medição e Escoamento de óleo e gás

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 15

Subsistema 2.1.2: Escoamento da produção (linha de escoamento do trecho PSIR-1 ao Pólo de Guimarães)

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento de óleo na linha de escoamento que interliga a plataforma PSIR-1 a UTPF do Pólo de Guimarães (0<PV<8 m ³)	1-Impacto mecânico devido a atividades pesqueiras; 2-Corrosão; 3-Arraste de âncoras; 4-Choque mecânico	1- Por instrumentos; 2- Visual	1- Derramamento de óleo no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	D	II	3	- Deverá haver um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrol das variáveis de monitoramento (pressão e vazão) da linha; - Adotar procedimentos de aproximação das embarcações quando houver manutenção da linha; - Realizar inspeção e manutenção periódica da linha, segundo procedimentos operacionais. - Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área; - Proceder com programa de avisos as embarcações que atuam na área sobre a existência de linhas no local; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 2: Vazamento de óleo e gás

Sistema 2.1: Medição e Escoamento de óleo e gás

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 16

Subsistema 2.1.2: Escoamento da produção (linha de escoamento do trecho PSIR-1 ao Pólo de Guimarães)

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Médio vazamento de óleo na linha de escoamento que interliga a plataforma PSIR-1 e a UTPF do Pólo de Guimarães (8<MV<200 m ³)	1-Impacto mecânico devido a atividades pesqueiras; 2-Corrosão; 3-Arraste de âncoras; 4- Choque mecânico	1-Por instrumentos; 2- Visual	1- Derramamento de óleo no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	D	II	3	- Deverá haver um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrolado das variáveis de monitoramento da linha (pressão e vazão); - Adotar procedimentos de aproximação das embarcações quando houver manutenção da linha; - Realizar inspeção e manutenção periódica da linha, segundo procedimentos operacionais. - Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área; -Proceder com programa de avisos as embarcações que atuam na área sobre a existência de linhas no local; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 2: Vazamento de óleo e gás

Sistema 2.1: Medição e Escoamento de óleo e gás

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 17

Subsistema 2.1.2: Escoamento da produção (linha de escoamento do trecho PSIR-1 ao Pólo de Guararé)

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Grande vazamento de óleo na linha de escoamento que interliga a plataforma PSIR-1 e a UTPF do Pólo de Guararé ($200 < GV \leq 282,64 \text{ m}^3$)	1-Impacto mecânico devido a atividades pesqueiras; 2-Corrosão; 3-Arraste de âncoras; 4- Choque mecânico	1-Por instrumentos; 2- Visual	1- Derramamento de óleo no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	D	II	3	- Deverá haver um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de monitoramento da linha (pressão e vazão); - Adotar procedimentos de aproximação das embarcações quando houver manutenção da linha; - Realizar inspeção e manutenção periódica da linha, segundo procedimentos operacionais. - Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área; -Proceder com programa de avisos as embarcações que atuam na área sobre a existência de linhas no local; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 2: Vazamento de óleo e gás

Sistema 2.1: Medição e Escoamento de óleo e gás

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 18

Subsistema 2.1.2: Escoamento da produção (linha de escoamento do trecho PSIR-1 ao Pólo de Guararé)

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento de óleo e gás pelo riser de saída ($0 < PV \leq 0,32 \text{ m}^3$)	1-Defeito do material ou fabricação; 2-Choque mecânico podendo causar dano à linha 3-Corrosão 4-Fadiga	1-Por instrumentos;	1-Possibilidade de derramamento de óleo e gás no mar causando danos à flora e fauna marinhas;	A	I	1	- Deverá haver um operador na sala de controle da plataforma da PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de monitoramento do riser. Ao sinal de vazamento, o operador deverá avisar ao SUPLAT; - O operador da plataforma PUB-02 deverá assegurar que o sistema de fechamento está operando normalmente. -Os risers deverão ser inspecionados periodicamente; - Seguir programação de inspeção e manutenção periódica; - Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas com o objetivo de isolar o trecho danificado; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 2: Vazamento de óleo e gás

Sistema 2.1: Medição e Escoamento de óleo e gás

HIPÓTESE ACIDENTAL N° 19

Subsistema 2.1.2: Escoamento da produção (linha de escoamento do trecho PSIR-1 ao Pólo de Guararé)

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento de óleo e gás pelas válvulas de controle (0<PV<=8 m ³)	1- Defeito do material ou fabricação; 2-Choque mecânico podendo causar dano à válvula; 3- Corrosão; 4- Desgaste; 5- Falha de manutenção / inspeção	1-Por instrumentos;	1-Possibilidade de derramamento de óleo e gás no mar causando danos à flora e fauna marinhas;	D	II	3	-Deverá haver um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de processo (pressão e vazão); - O operador da plataforma PUB-02 deverá assegurar que o sistema de fechamento das válvulas está operando normalmente. - As válvulas deverão ser inspecionadas periodicamente; - Proceder com inspeção para verificação de possíveis vazamentos provocados por desgaste / corrosão ou outros danos; - Seguir programação de inspeção, manutenção e calibração periódica; - Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 2: Vazamento de óleo e gás

Sistema 2.1: Medição e Escoamento de óleo e gás

HIPÓTESE ACIDENTAL N° 20

Subsistema 2.1.3: Sistema de Lançamento de PIG na plataforma PSIR-1

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento de óleo e gás pelo lançador de pig. ($0 < PV \leq 8 \text{ m}^3$)	1-Má operação do pig de limpeza, causando obstrução de válvulas SDV por impurezas, corrosão dos dutos; 2-Má operação de pig de instrumentação; 3-Fadiga;	1-Por instrumentos; 2- Por sobrepressão na câmara	1-Derramamento de óleo e gás podendo causar danos à flora e fauna; 2-Possibilidade de incêndio/explosão	C	II	2	- Conduzir periodicamente inspeções internas nas linhas por meio de pigs instrumentados; - Conduzir periodicamente a limpeza dos dutos por meio de pigs de limpeza; - Assegurar a pressão mínima necessária na linha para que os pigs possam se deslocar ao longo de todo o percurso executando as tarefas que lhe cabem; - Assegurar que a vedação entre a parede do duto e o pig esteja adequada a passagem do mesmo; - Assegurar que a passagem do pig não carreie nenhuma impureza para as válvulas de forma que venha a comprometer a perfeita operação das mesmas; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 3: Vazamento de gás

Sistema 3.1: Instalação de plataformas (PA-09)

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 21

Subsistema 3.1.1: Completação do poço 3- RNS-143

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento de gás devido a ocorrência de <i>blowout</i> ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$)	1-Problemas operacionais no poço; 2- Falha da válvula de segurança e da válvula de controle de superfície do poço	1-Por instrumentos	1- Possibilidade de formação de nuvem inflamável.	B	I	1	- Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV, válvulas de controle na cabeça do poço; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP); - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência;

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 3: Vazamento de gás

Sistema 3.1: Instalação de plataformas (PA-09)

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 22

Subsistema 3.1.1: Completação do poço 3- RNS-143

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Médio vazamento de gás devido a ocorrência de <i>blowout</i> (8<MV<200 m ³)	1-Problemas operacionais no poço; 2- Falha da válvula de segurança e da válvula de controle de superfície do poço	1-Por instrumentos	1- Possibilidade de formação de nuvem inflamável	B	II	1	- Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV, válvulas de controle na cabeça do poço; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP); - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 3 : Vazamento de gás

Sistema 3.1: Instalação de plataformas (PA-09)

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 23

Subsistema 3.1.1: Completação do poço 3- RNS-143

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Grande vazamento de gás devido à ocorrência de blowout durante a etapa de completação no período de até 30 dias (200<GV<=9458 m ³)	1-Problemas operacionais no poço; 2- Falha da válvula de segurança e da válvula de controle de superfície do poço	1-Por instrumentos	1- Possibilidade de formação de nuvem inflamável	B	III	2	- Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV, válvulas de controle na cabeça do poço; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP); - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 3 : Vazamento de gás

Sistema 3.1: Instalação de plataformas (PA-09)

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 24

Subsistema 3.1.1: Completação do poço 3- RNS-143

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
- Pequeno vazamento de gás pela válvula de controle (0<PV<= 8 m ³)	1- Falha pelas gaxetas, flanges e conexões da válvula; 2-Falhas pelo corpo da válvula, 3-Choque mecânico na cabeça do poço	1-Por instrumentos; 2-Odor 3- Visual	1-Possibilidade de formação de nuvem inflamável	D	I	2	-Manter a postos uma equipe de manobras operacionais para proceder com o fechamento manual da válvula, caso o fechamento automático não esteja funcionando; - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV e válvulas de controle na cabeça do poço; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 3: Vazamento de gás

Sistema 3.2: Produção e Escoamento de Gás

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 25

Subsistema 3.2.1: Extração de Gás do poço 3- RNS-143

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento de gás devido a ocorrência de <i>blowout</i> ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$)	1-Problemas operacionais no poço; 2-Falha de operação do sistema de controle do poço, que podem estar associadas à falha humana. 3- Falhas nas operações de <i>workover</i>	1-Por instrumentos 2- Visual 3- Odor	1-Possibilidade de formação de nuvem inflamável	A	I	1	<ul style="list-style-type: none"> - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva do sistema de prevenção de "blowout" , segundo recomendação do "American Petroleum Institute - API". - Manter um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de monitoramento da plataforma. Ao sinal de vazamento, o operador deverá avisar ao SUPLAT; - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV, válvulas de controle na cabeça do poço; - Revisar os procedimentos para trabalhos de workover; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores e alarmes); - Realizar treinamento para a tripulação em procedimentos para controle do poço e identificação de sinais de alerta e causas de blowout; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 3: Vazamento de gás

Sistema 3.2: Produção e Escoamento de Gás

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 26

Subsistema 3.2.1: Extração de Gás do poço 3 RNS-143

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Médio vazamento de gás devido a ocorrência de <i>blowout</i> ($8 < MV < 200 \text{ m}^3$)	1-Problemas operacionais no poço; 2-Falha de operação do sistema de controle do poço, que podem estar associadas à falha humana. 3- Falhas nas operações de <i>workover</i>	1-Por instrumentos 2- Visual 3- Odor	1-Possibilidade de formação de nuvem inflamável	A	II	1	<ul style="list-style-type: none"> - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva do sistema de prevenção de "blowout" , segundo recomendação do "American Petroleum Institute - API". - Manter um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrol das variáveis de monitoramento da plataforma. Ao sinal de vazamento, o operador deverá avisar ao SUPLAT; - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV, válvulas de controle na cabeça do poço; - Revisar os procedimentos para trabalhos de workover; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores e alarmes); - Realizar treinamento para a tripulação em procedimentos para controle do poço e identificação de sinais de alerta e causas de blowout; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 3 : Vazamento de gás

Sistema 3.2: Produção e Escoamento de Gás

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 27

Subsistema 3.2.1: Extração de Gás do poço 3 RNS-143

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Grande vazamento de gás devido à ocorrência de blowout no período de até 30 dias ($200 < GV \leq 9458 \text{ m}^3$)	1-Problemas operacionais no poço; 2- Falha da válvula de segurança e da válvula de controle de superfície do poço; 3- Falhas nas operações de <i>workover</i>	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de formação de nuvem inflamável	A	III	1	<ul style="list-style-type: none"> - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva do sistema de prevenção de "blowout" , segundo recomendação do "American Petroleum Institute - API". - Manter um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrol das variáveis de monitoramento da plataforma. Ao sinal de vazamento, o operador deverá avisar ao SUPLAT; - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV, válvulas de controle na cabeça do poço; - Revisar os procedimentos para trabalhos de workover; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores e alarmes); - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência;

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 3 : Vazamento de gás

Sistema 3.2: Produção e Escoamento de Gás

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 28

Subsistema 3.2.1: Extração de Gás do poço 3 RNS-143

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento (PV) de gás pelas válvulas da árvore de natal associadas à cabeça de produção. (SDV, HV, PMV , PWV) ($0 < PV \leq 8 \text{ m}^3$)	1-Vazamento pelos flanges ou gaxetas; 2- Defeito do material ou fabricação; 3-Choque mecânico na cabeça de produção podendo causar dano às válvulas	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de formação de nuvem inflamável	D	I	2	-Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas DHSV; -Manter um operador na sala de controle que, ao sinal de qualquer vazamento, deverá avisar ao Supervisor da plataforma (SUPLAT); - Manter atualizado o Relatório de Inspeção da DHSV, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; - Monitorar os níveis de gases corrosivos passando pela coluna de produção; -Inspeccionar e realizar testes no sistema de segurança (alarmes, sensores de pressão, etc).

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 4: Vazamento de Óleo combustível

Sistema 4.1: Instalação de plataformas (PA-09)

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 29

Subsistema 4.1.1: Mobilização e Posicionamento da PA-09

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações / Medidas
- Pequeno vazamento de óleo combustível devido a perda de estabilidade da plataforma durante o transporte ou posicionamento (0<PV<8 m³)	1-Condições meteoceanograficas adversas ; 2-Erro de manobra do piloto; 4-Colisão com outra estrutura ou embarcação (navio, rebocador) por falha dos rebocadores 5-Falha no sistema de ancoragem durante o posicionamento 6-Falha estrutural nas estruturas de sustentação (pernas e/ou sapatas) 7-Falha mecânica na elevação da plataforma 8- Falha no assentamento da plataforma no solo marinho.	1-Visual; 2-Odor	1-Possibilidade de derramamento de óleo combustível no mar, causando danos à flora e fauna marinhas.	B	II	1	- Avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para que se evitem as colisões; -Consultar o estudo de fundo do mar antes de posicionar a unidade -Respeitar o limite máximo de penetração das pernas da unidade; -Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; -Seguir programa de treinamento para as situações de emergência -Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 4: Vazamento de Óleo combustível

Sistema 4.1: Instalação de plataformas (PA-09)

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 30

Subsistema 4.1.1: Mobilização e Posicionamento da PA-09

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações / Medidas
- Médio vazamento de óleo combustível devido a perda de estabilidade da plataforma durante o transporte ou posicionamento (8<MV<200 m³)	1-Condições meteoceanograficas adversas ; 2-Erro de manobra do piloto; 4-Colisão com outra estrutura ou embarcação (navio,rebocador) por falha dos rebocadores 5-Falha no sistema de ancoragem durante o posicionamento 6-Falha estrutural nas estruturas de sustentação (pernas e/ou sapatas) 7-Falha mecânica na elevação da plataforma 8- Falha no assentamento da plataforma no solo marinho.	1-Visual; 2-Odor	1- Derramamento de óleo combustível no mar, causando danos à flora e fauna marinhas.	B	III	2	- Avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para que se evitem as colisões -Consultar o estudo de fundo do mar antes de posicionar a unidade -Respeitar o limite máximo de penetração das pernas da unidade; -Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; -Seguir programa de treinamento para as situações de emergência -Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 4: Vazamento de óleo combustível

Sistema 4.1: Instalação de plataformas (PA-09)

HIPÓTESE ACIDENTAL N° 31

Subsistema 4.1.1: Mobilização e Posicionamento da PA-09

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações / Medidas
- Grande vazamento de óleo combustível devido a perda de estabilidade da plataforma durante o transporte ou posicionamento (200<GV<=247,5 m³)	1-Condições meteoceanograficas adversas ; 2-Erro de manobra do piloto; 4-Colisão com outra estrutura ou embarcação (navio,rebocador) por falha dos rebocadores 5-Falha no sistema de ancoragem durante o posicionamento 6-Falha estrutural nas estruturas de sustentação (pernas e/ou sapatas) 7-Falha mecânica na elevação da plataforma 8- Falha no assentamento da plataforma no solo marinho.	1-Visual; 2-Odor	1- Derramamento de óleo combustível no mar, causando danos à flora e fauna marinhas.	B	IV	3	- Avaliar, determinar e concordar que todas as condições; meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para que se evitem as colisões; -Consultar o estudo de fundo do mar antes de posicionar a unidade -Respeitar o limite máximo de penetração das pernas da unidade; -Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; -Seguir programa de treinamento para as situações de emergência -Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 4: Vazamento de Óleo Combustível

Sistema 4.1: Instalação de plataformas (PA-09)

Hipótese Acidental N° 32

Subsistema 4.1.2: Armazenamento de óleo combustível

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações / Medidas.
- Pequeno vazamento de óleo diesel pelos tanques de armazenagem da plataforma (0<PV< 8 m³)	1- Corrosão; 2- Trincas e furos; 3- Falhas das válvulas e flanges do tanque	1-Por instrumentos 2- Visual 3-Odor	1-Possibilidade de derramamento de óleo no mar causando danos à flora e fauna marinhas;	C	II	2	-Proceder a inspeção visual para verificação de vazamentos provocados por corrosão ou por outros furos e danos; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos (tanques) - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; -Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 4: Vazamento de Óleo Combustível

Sistema 4.1: Instalação de plataformas (PA-09)

Hipótese Acidental N° 33

Subsistema 4.1.2: Armazenamento de óleo combustível

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações / Medidas.
- Médio vazamento de óleo diesel pelos tanques de armazenagem da plataforma (8<MV<= 82,5 m³)	1- Corrosão; 2- Trincas e furos; 3- Falhas das válvulas e flanges do tanque 4- Colapso do tanque	1-Por instrumentos 2- Visual 3-Odor	1-Possibilidade de derramamento de óleo no mar causando danos à flora e fauna marinhas;	C	III	3	-Proceder a inspeção visual para verificação de vazamentos provocados por corrosão ou por outros furos e danos; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos (tanques); - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; -Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 4: Vazamento de Óleo Combustível

Sistema 4.2: Atividade de Logística da embarcação de apoio

HIPÓTESE ACIDENTAL N° 34

Subsistema 4.2.1: Operação de Abastecimento para a plataforma PA-09

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações / Medidas.
-Pequeno vazamento de óleo diesel durante operação de transferência ($0 < PV \leq 2,5 \text{ m}^3$)	1-Perdas através de furos ou ruptura dos mangotes; 2- Falhas nas válvulas e conexões (flanges); 3- Operação inadequada no engate do mangote; 4-Condições meteocenográficas adversas	1-Visual; 2- Odor	1-Possibilidade de derramamento de óleo no mar, causando danos à flora e fauna marinhas;	C	II	2	- Manter operação assistida; - Manter rotina de inspeção; - Seguir programa de inspeção e manutenção de mangotes e conexões; - Não carregar óleo diesel em condições de mar adversas; - Iniciar a operação lentamente para verificação de vazamento -Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; -Seguir programa de treinamento para as situações de emergência -Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 4: Vazamento de Óleo Combustível

Sistema 4.2: Atividade de Logística da embarcação de apoio

HIPÓTESE ACIDENTAL N° 35

Subsistema 4.2.1: Operação de Abastecimento a plataforma PA-09/Apoio operacional para as plataformas de produção

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigos	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações / Medidas
-Pequeno vazamento de óleo diesel pelos tanques de armazenagem das embarcações de apoio (0<PV<8 m ³)	1- Corrosão; 2- Trincas e furos; 3- Falhas das válvulas e flanges do tanque; 4- Choque entre embarcações; 5- Condições meteoceanográficas adversas	1-Visual; 2- Alarme; 3-Instrumentos	1- Possibilidade de derramamento de óleo diesel no mar causando danos à flora e fauna marinhas;	B	II	1	- Manter tripulação treinada; - Seguir procedimento para aproximação de embarcações de apoio; - Em caso de colisão seguida de vazamento com possibilidade de incêndio, acionar a equipe de combate à incêndio; -Monitorar a mancha até sua total dispersão; - Antes da aproximação à plataforma, os responsáveis pelas embarcações devem avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para que se evitem as colisões; - Deve-se ter sempre uma boa comunicação, sinalização e vigilância na área do empreendimento para se evitar os incidentes e/ou acidentes; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo das plataformas de produção (PSIR-1 e PSIR-2); -Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo da PA-09

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 4: Vazamento de Óleo Combustível

Sistema 4.2: Atividade de Logística da embarcação de apoio

HIPÓTESE ACIDENTAL N° 36

Subsistema 4.2.1: Operação de Abastecimento a plataforma PA-09/Apoio operacional para as plataformas de produção

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigos	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações / Medidas
-Médio vazamento de óleo diesel pelos tanques de armazenagem das embarcações de apoio (8<MV<200 m³)	1- Corrosão; 2- Trincas e furos; 3- Falhas das válvulas e flanges do tanque; 4- Choque entre embarcações; 5- Condições meteoceanográficas adversas	1-Visual; 2- Alarme; 3-Instrumentos	1- Derramamento de óleo diesel no mar causando danos à flora e fauna marinhas;	B	III	2	- Manter tripulação treinada; - Seguir procedimento para aproximação de embarcações de apoio; - Em caso de colisão seguida de vazamento com possibilidade de incêndio, acionar a equipe de combate à incêndio; -Monitorar a mancha até sua total dispersão; - Antes da aproximação à plataforma, os responsáveis pelas embarcações devem avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para que se evitem as colisões; - Deve-se ter sempre uma boa comunicação, sinalização e vigilância na área do empreendimento para se evitar os incidentes e/ou acidentes; -Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo das plataformas de produção (PSIR-1 e PSIR-2); -Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo da PA-09

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 4: Vazamento de Óleo Combustível

Sistema 4.2: Atividade de Logística da embarcação de apoio

HIPÓTESE ACIDENTAL N° 37

Subsistema 4.2.1: Operação de Abastecimento a plataforma PA-09/Apoio operacional para as plataformas de produção

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigos	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações / Medidas
-Grande vazamento de óleo diesel pelos tanques de armazenagem das embarcações de apoio (200<GV<=500 m³)	1- Corrosão; 2- Trincas e furos; 3- Falhas das válvulas e flanges do tanque; 4- Choque entre embarcações; 5- Condições meteoceanográficas adversas	1- Visual; 2- Alarme; 3- Instrumentos	1- Derramamento de óleo diesel no mar causando danos à flora e fauna marinhas;	B	IV	3	- Manter tripulação treinada; - Seguir procedimento para aproximação de embarcações de apoio; - Em caso de colisão seguida de vazamento com possibilidade de incêndio, acionar a equipe de combate à incêndio; - Monitorar a mancha até sua total dispersão; - Antes da aproximação à plataforma, os responsáveis pelas embarcações devem avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para que se evitem as colisões; - Deve-se ter sempre uma boa comunicação, sinalização e vigilância na área do empreendimento para se evitar os incidentes e/ou acidentes; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo das plataformas de produção (PSIR-1 e PSIR-2); - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo da PA-09

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 4: Vazamento de Óleo Combustível

Sistema 4.3: Lançamento de Linhas (embarcação Mayo)

HIPÓTESE ACIDENTAL N° 38

Subsistema 4.3.1: Armazenagem de combustível da embarcação Mayo

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigos	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações / Medidas
-Pequeno vazamento de óleo diesel pelos tanques de armazenagem da embarcação Mayo (0<PV<8 m³)	1- Corrosão; 2- Trincas e furos; 3- Falhas das válvulas e flanges do tanque	1-Por instrumentos 2- Visual 3-Odor	1-Possibilidade de derramamento de óleo no mar causando danos à flora e fauna marinhas; 2-Possibilidade de incêndio / explosão	C	II	2	-Proceder a inspeção visual para verificação de vazamentos provocados por corrosão ou por outros furos e danos; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos (tanques) - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; -Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 4: Vazamento de Óleo Combustível

Sistema 4.3: Lançamento de Linhas (embarcação Mayo)

HIPÓTESE ACIDENTAL N° 39

Subsistema 4.3.1: Armazenagem de combustível da embarcação Mayo

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigos	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações / Medidas
-Médio vazamento de óleo diesel pelos tanques de armazenagem da embarcação Mayo (8<MV<=115,6 m³)	1- Corrosão; 2- Trincas e furos; 3- Falhas das válvulas e flanges do tanque 4-Colapso do tanque	1-Por instrumentos 2- Visual 3-Odor	1-Possibilidade de derramamento de óleo no mar causando danos à flora e fauna marinhas; 2-Possibilidade de incêndio / explosão	C	III	3	-Proceder a inspeção visual para verificação de vazamentos provocados por corrosão ou por outros furos e danos; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos (tanques) - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; -Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 5: Vazamento de fluido de estanqueidade

Sistema 5.1: Lançamento de Linhas (embarcação Mayo)

HIPÓTESE ACIDENTAL N° 40

Subsistema 5.1.1: Teste de estanqueidade das linhas

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigos	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações / Medidas
-Pequeno vazamento de fluido durante teste de estanqueidade associado ao rompimento da linha (trecho de linha PSIR-1 ao Pólo de Guamaré) (0<PV<8 m³)	1-Descontrole das variáveis de processo (vazão e pressão); 2- Falhas estruturais da linha; 3-Falhas de projeto da linha	1-Por instrumentos; 2- Visual; 3-ROV	1- Possibilidade de derramamento de fluido no mar causando danos à flora e fauna marinhas;	D	I	2	- Monitorar e registrar os parâmetros de pressão e vazão para comprovação de efetividade do teste; -Retirar ar da linha e remover aparas, carepas e outros elementos indesejáveis que possam comprometer a passagem do fluido de teste e do pig de limpeza; - Seguir programa de inspeção, calibração e manutenção dos equipamentos; -Proceder a inspeção visual para verificação de vazamentos provocados por furos e danos durante o teste de estanqueidade; - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores;

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 5: Vazamento de fluido de estanqueidade

Sistema 5.1: Lançamento de Linhas (embarcação Mayo)

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 41

Subsistema 5.1.1: Teste de estanqueidade das linhas

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigos	Causas	Modos de Detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações / Medidas
-Médio vazamento de fluido durante teste de estanqueidade associado ao rompimento da linha (trecho de linha PSIR-1 ao Pólo de Guamaré) (8<MV< 200 m³)	1-Descontrole das variáveis de processo (vazão e pressão); 2- Falhas estruturais da linha; 3-Falhas de projeto da linha	1-Por instrumentos; 2- Visual 3-ROV	1- Possibilidade de derramamento de fluido no mar causando danos à flora e fauna marinhas;	D	I	2	- Monitorar e registrar os parâmetros de pressão e vazão para comprovação de efetividade do teste; -Retirar ar da linha e remover aparas, carepas e outros elementos indesejáveis que possam comprometer a passagem do fluido de teste e do pig de limpeza; - Seguir programa de inspeção, calibração e manutenção dos equipamentos; -Proceder a inspeção visual para verificação de vazamentos provocados por furos e danos durante o teste de estanqueidade; - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores;

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 5: Vazamento de fluido de estanqueidade

Sistema 5.1: Lançamento de Linhas (embarcação Mayo)

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 42

Subsistema 5.1.1: Teste de estanqueidade das linhas

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigos	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações / Medidas
-Grande vazamento de fluido durante teste de estanqueidade associado ao rompimento de linha (linha do trecho PSIR-1 ao Pólo de Guamaré) (200<GV< =282,59 m³)	1-Descontrole das variáveis de processo (vazão e pressão); 2- Falhas estruturais da linha; 3-Falhas de projeto da linha	1-Por instrumentos; 2- Visual; 3-ROV	1- Possibilidade de derramamento de fluido no mar causando danos à flora e fauna marinhas;	D	I	2	- Monitorar e registrar os parâmetros de pressão e vazão para comprovação de efetividade do teste; -Retirar ar da linha e remover aparas, carepas e outros elementos indesejáveis que possam comprometer a passagem do fluido de teste e do pig de limpeza; - Seguir programa de inspeção, calibração e manutenção dos equipamentos -Proceder a inspeção visual para verificação de vazamentos provocados por furos e danos durante o teste de estanqueidade; - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; -Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS

Cenário 6: Vazamento de resíduo oleoso

Sistema 6.1: Instalação de plataformas (PA-09)

Hipótese Acidental N° 43

Subsistema 6.1.1: Drenagem e Tratamento de efluentes

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Pequeno vazamento de óleo dos vasos separadores (SAO-211 e SÃO-2111.02) (0<PV<8 m ³)	1- Falha operacional / humana; 2- Trincas e furos; 3- Corrosão; 4- Presença de impurezas no interior do separador;	1-Por instrumentos 2- Visual 3-Odor	1-Possibilidade de derramamento de óleo no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	B	II	1	- Manter supervisão dos sinais de medição de vazão que passa no vaso; -Manter atualizado o Relatório de Inspeção, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; -Realizar manutenção e limpeza periódicas de acordo com o plano de manutenção; - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS							
Cenário 6: Vazamento de resíduo oleoso							
Sistema 6.1: Instalação de plataformas (PA-09)						Hipótese Acidental N° 44	
Subsistema 6.1.1: Drenagem e Tratamento de efluentes						Data: 01/03/05	Revisão: 00
Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
- Pequeno vazamento de resíduos oleosos pelos tanques de coleta (0<PV< 8 m³)	1- Corrosão; 2- Trincas e furos; 3- Falhas das válvulas e flanges do tanque	1-Por instrumentos 2- Visual 3-Odor	1-Possibilidade de derramamento de óleo no mar causando danos à flora e fauna marinhas;	C	II	2	-Prover mecanismos que assegurem a preservação das condições de trabalho seguro durante as operações; -Realizar inspeção/manutenção periódica segundo procedimentos operacionais; -Controlar nível, avaliando eventuais perdas de produto - Promover treinamento periódico e conscientização dos operadores -Controlar presença de fontes de ignição; -Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS

Cenário 6: Vazamento de resíduo oleoso

Sistema 6.1: Instalação de plataformas (PA-09)

Hipótese Acidental N° 45

Subsistema 6.1.1: Drenagem e Tratamento de efluentes

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
- Médio vazamento de resíduos oleosos pelos tanques de coleta ($8 < MV < = 9 \text{ m}^3$)	1- Corrosão; 2- Trincas e furos; 3- Falhas das válvulas e flanges do tanque 4-Colapso do tanque	1- Por instrumentos 2- Visual 3- Odor	1- Possibilidade de derramamento de óleo no mar causando danos à flora e fauna marinhas;	C	II	2	- Prover mecanismos que assegurem a preservação das condições de trabalho seguro durante as operações; - Realizar inspeção/manutenção periódica segundo procedimentos operacionais; - Controlar nível, avaliando eventuais perdas de produto - Promover treinamento periódico e conscientização dos operadores; - Controlar presença de fontes de ignição; - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 7: Vazamento de Óleo Diesel, querosene de aviação e outros produtos químicos

Sistema 7.1: Instalação de plataformas (PA-09)

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 46

Subsistema 7.1.1: Acesso Aéreo a plataforma PA-09

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Conseqüência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações / Medidas
Queda/ Colisão de helicóptero com a plataforma	1-Condição climática adversa 2-Erro operacional ou do equipamento durante a aterrissagem ou decolagem 3-Choque com estruturas elevadas plataforma	1-Visual	1-Possibilidade de derramamento de produtos no mar causando danos à flora e fauna marinhas; 2-Possibilidade de incêndio / explosão 3-Possibilidade de queda do helicóptero no mar	A	IV	2	- Avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas e de tráfego aéreo estejam adequadas para que se evitem acidentes; -Antes do pouso e decolagem aguardar confirmação da equipe de segurança plataforma; -A operação de pouso deverá ser acompanhada por equipe de segurança e um funcionário de prontidão; -Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Cenário Acidental 7: Vazamento de Óleo Diesel, querosene de aviação e outros produtos químicos

Sistema 7.2: Lançamento de Linhas (embarcação Mayo)

HIPÓTESE ACIDENTAL Nº 47

Subsistema 7.2.2: Acesso Aéreo a embarcação Mayo

Data: 01/03/05

Revisão: 00

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações / Medidas
Queda/ Colisão de helicóptero com a embarcação	1-Condição climática adversa 2-Erro operacional ou do equipamento durante a aterrissagem ou decolagem	1-Visual	1-Possibilidade de derramamento de produtos no mar causando danos à flora e fauna marinhas; 2-Possibilidade de incêndio / explosão 3-Possibilidade de queda do helicóptero no mar	A	IV	2	- Avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas e de tráfego aéreo estejam adequadas para que se evitem acidentes; -Antes do pouso e decolagem aguardar confirmação da equipe de segurança plataforma; -A operação de pouso deverá ser acompanhada por equipe de segurança e um funcionário de prontidão; -Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

II.8.2 – Plano de Gerenciamento de Riscos

A) Introdução

Após a identificação dos cenários acidentais na APP, é necessário formular planos e procedimentos visando prever, controlar e reduzir os riscos decorrentes da atividade do empreendimento. O Gerenciamento de Riscos pode ser definido como este processo de formulação e implantação de medidas e procedimentos que têm por objetivo prevenir, reduzir e controlar os riscos existentes numa instalação, de modo a manter a sua continuidade operacional dentro de padrões de risco considerados toleráveis ao longo de sua vida útil.

Sendo o risco uma função da frequência de ocorrência de eventos indesejados e dos respectivos danos ou impactos (conseqüências), o seu gerenciamento deve contemplar medidas que visem tanto reduzir as frequências de ocorrência de eventuais acidentes (prevenção), como minimizar as conseqüências (proteção) decorrentes destes eventos.

Neste contexto, esta seção apresenta o Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR) para as atividades de instalação das plataformas satélites e produção e escoamento de óleo e gás para o Campo de Siri através do lançamento de linhas.

O Plano de Gerenciamento de Riscos apresentado a seguir contempla as possíveis causas associadas aos eventos acidentais identificados na Análise Preliminar de Perigos apresentada no item II.8.1 – Análise de Risco. Os aspectos referentes à definição de atribuições, inspeções periódicas, programas de manutenção preventiva e corretiva, capacitação técnica e registro e investigação de acidentes e não conformidades foram incluídas nas medidas de gerenciamento propostas.

B) Ações Preventivas

Tabela II.8-34: Cenário Acidental: Vazamento de Óleo: Sistema: Instalação de plataformas (PA-09). Subsistema: Completação do poço 1- RNS-140. Perigo: Blowout

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> -Problemas operacionais no poço; - Falha mecânica/ operacional da válvula de segurança e da válvula de controle de superfície do poço 	<ul style="list-style-type: none"> - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV, válvulas de controle na cabeça do poço. - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP); - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

Tabela II.8-35: Cenário Acidental: Vazamento de Óleo: Sistema: Instalação de plataformas (PA-09). Subsistema: Completação do poço 1- RNS-140. Perigo: Válvula de controle

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> - Falha pelas gaxetas, flanges e conexões da válvula; -Falhas pelo corpo da válvula, -Choque mecânico na cabeça do poço 	<ul style="list-style-type: none"> -Manter a postos uma equipe de manobras operacionais para proceder com o fechamento manual da válvula, caso o fechamento automático não esteja funcionando; - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV e válvulas de controle na cabeça do poço; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo

Tabela II.8.2-36: *Cenário Acidental: Vazamento de Óleo: Sistema: Produção e Escoamento de Óleo. Subsistema: Extração de Óleo do poço 1-RNS-140 Perigo: Blowout*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<p>-Problemas operacionais no poço;</p> <p>-Falha de operação do sistema de controle do poço, que podem estar associadas à falha humana.</p> <p>- Falhas nas operações de <i>workover</i></p>	<p>- Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva do sistema de prevenção de "blowout" , segundo recomendação do "American Petroleum Institute - API".</p> <p>- Manter um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de monitoramento das plataformas. Ao sinal de vazamento, o operador deverá avisar ao SUPLAT;</p> <p>- Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV, válvulas de controle na cabeça do poço;</p> <p>- Revisar os procedimentos para trabalhos de <i>workover</i>;</p> <p>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas;</p> <p>- Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores e alarmes);</p> <p>- Realizar treinamento para a tripulação em procedimentos para controle do poço e identificação de sinais de alerta e causas de blowout;</p> <p>- Seguir programa de treinamento para as situações de emergência;</p> <p>-Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo</p>

Tabela II.8-37: *Cenário Acidental: Vazamento de Óleo: Sistema: Produção e Escoamento de Óleo. Subsistema: Extração de Óleo do poço 1- RNS-140. Perigo: árvore de natal*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<p>-Vazamento pelos flanges ou gaxetas;</p> <p>- Defeito do material ou fabricação;</p> <p>-Choque mecânico na cabeça de produção podendo causar dano às válvulas</p>	<p>-Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas DHSV;</p> <p>-Manter um operador na sala de controle que, ao sinal de qualquer vazamento, deverá avisar ao Supervisor da plataforma (SUPLAT);</p> <p>- Manter atualizado o Relatório de Inspeção da DHSV, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos;</p> <p>- Monitorar os níveis de gases corrosivos passando pela coluna de produção;</p> <p>-Inspeccionar e realizar testes no sistema de segurança (alarmes, sensores de pressão,etc)</p> <p>- Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo</p>

Tabela II.8-38: *Cenário Acidental: Vazamento de Óleo: Sistema: Produção e Escoamento de Óleo. Subsistema: Escoamento da produção. Perigo: Linha de escoamento*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
-Impacto mecânico devido a atividades pesqueiras; -Corrosão; -Arraste de âncoras;	- Deverá haver um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de monitoramento (pressão e vazão) da linha; - Adotar procedimentos de aproximação das embarcações quando houver manutenção da linha; - Realizar inspeção e manutenção periódica da linha, segundo procedimentos operacionais. - Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área; -Proceder com programa de avisos as embarcações que atuam na área sobre a existência de linhas no local; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo

Tabela II.8-39: *Cenário Acidental: Vazamento de Óleo: Sistema : Produção e Escoamento de Óleo. Subsistema: Escoamento da produção. Perigo: Risers de entrada e de saída*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
-Defeito do material ou fabricação; -Choque mecânico podendo causar dano à linha -Corrosão -Fadiga	- Deverá haver um operador na sala de controle da plataforma da PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de monitoramento das plataformas. Ao sinal de vazamento, o operador deverá avisar ao SUPLAT; - O operador da plataforma PUB-02 deverá assegurar que o sistema de fechamento está operando normalmente. -Os risers deverão ser inspecionadas periodicamente; - Seguir programação de inspeção e manutenção periódica; - Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas com o objetivo de isolar o trecho danificado; -Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo

Tabela II.8-40: *Cenário Acidental: Vazamento de Óleo. Sistema: Produção e Escoamento de Óleo. Subsistema: Escoamento da produção. Perigo: Válvulas de controle*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> - Defeito do material ou fabricação; - Choque mecânico podendo causar dano à válvula; - Corrosão; - Desgaste; - Falha de manutenção / inspeção 	<ul style="list-style-type: none"> - Deverá haver um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de processo (pressão e vazão); - O operador da plataforma PUB-02 deverá assegurar que o sistema de fechamento das válvulas está operando normalmente. - As válvulas deverão ser inspecionadas periodicamente; - Proceder com inspeção para verificação de possíveis vazamentos provocados por desgaste / corrosão ou outros danos; - Seguir programação de inspeção, manutenção e calibração periódica; - Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo

Tabela II.8-41: *Cenário Acidental: Vazamento de Óleo. Sistema : Produção e Escoamento de Óleo. Subsistema: Sistema de Lançamento de PIG da plataforma PSIR-2 e Recebimento na plataforma PSIR-1. Perigo: lançador e receptor de pig*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> - Má operação do pig de limpeza, causando obstrução de válvulas SDV por impurezas, corrosão dos dutos; - Má operação de pig de instrumentação; - Fadiga; 	<ul style="list-style-type: none"> - Conduzir periodicamente inspeções internas nas linhas por meio de pigs instrumentados; - Conduzir periodicamente a limpeza dos dutos por meio de pigs de limpeza; - Assegurar a pressão mínima necessária na linha para que os pigs possam se deslocar ao longo de todo o percurso executando as tarefas que lhe cabem; - Assegurar que a vedação entre a parede do duto e o pig esteja adequada a passagem do mesmo; - Assegurar que a passagem do pig não carregue nenhuma impureza para as válvulas de forma que venha a comprometer a perfeita operação das mesmas; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo

Tabela II.8-42: *Cenário Acidental: Vazamento de Óleo e Gás. Sistema: Medição e Escoamento de Óleo e Gás. Subsistema: Separação de óleo/gás. Perigo: Vaso Separador*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> - Falha operacional / humana; - Trincas e furos; - Corrosão; - Presença de impurezas no interior do separador; 	<ul style="list-style-type: none"> - Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção; - Manter um operador na sala de controle que, ao sinal de qualquer vazamento, deverá avisar ao Supervisor da plataforma (Suplat). - Manter atualizado o Relatório de Inspeção, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; - Realizar inspeção/manutenção periódica segundo procedimentos operacionais; - Monitorar os níveis de gases corrosivos passando pela coluna de produção; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo

Tabela II.8-43: *Cenário Acidental: Vazamento de Óleo e Gás. Sistema : Medição e Escoamento de Óleo e Gás. Subsistema: Escoamento da produção. Perigo: Linha de escoamento*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> - Impacto mecânico devido a atividades pesqueiras; - Corrosão; - Arraste de âncoras; 	<ul style="list-style-type: none"> - Deverá haver um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de monitoramento (pressão e vazão) da linha; - Adotar procedimentos de aproximação das embarcações quando houver manutenção da linha; - Realizar inspeção e manutenção periódica da linha, segundo procedimentos operacionais. - Assegurar que somente embarcações credenciadas trafeguem pela área; - Proceder com programa de avisos as embarcações que atuam na área sobre a existência de linhas no local; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo

Tabela II.8-44: *Cenário Acidental: Vazamento de Óleo e Gás. Sistema: Medição e Escoamento de Óleo e Gás. Subsistema: Escoamento da produção. Perigo: Risers de saída*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> -Defeito do material ou fabricação; -Choque mecânico podendo causar dano à linha -Corrosão -Fadiga 	<ul style="list-style-type: none"> - Deverá haver um operador na sala de controle da plataforma da PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de monitoramento das plataformas. Ao sinal de vazamento, o operador deverá avisar ao SUPLAT; - O operador da plataforma PUB-02 deverá assegurar que o sistema de fechamento está operando normalmente. -Os risers deverão ser inspecionadas periodicamente; - Seguir programação de inspeção e manutenção periódica; - Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas com o objetivo de isolar o trecho danificado; -Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo

Tabela II.8-45: *Cenário Acidental: Vazamento de Óleo e Gás. Sistema: Medição e Escoamento de Óleo e Gás. Subsistema: Escoamento da produção. Perigo: Válvulas de controle*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> - Defeito do material ou fabricação; -Choque mecânico podendo causar dano à válvula; - Corrosão; - Desgaste; - Falha de manutenção / inspeção 	<ul style="list-style-type: none"> -Deverá haver um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de processo (pressão e vazão); - O operador da plataforma PUB-02 deverá assegurar que o sistema de fechamento das válvulas está operando normalmente. - As válvulas deverão ser inspecionadas periodicamente; - Proceder com inspeção para verificação de possíveis vazamentos provocados por desgaste / corrosão ou outros danos; - Seguir programação de inspeção, manutenção e calibração periódica; - Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo

Tabela II.8-46: *Cenário Acidental: Vazamento de Óleo e Gás. Sistema : Medição e Escoamento de Óleo e Gás. Subsistema: Sistema de Lançamento de PIG na plataforma PSIR-1. Perigo: lançador de pig*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<p>-Má operação do pig de limpeza, causando obstrução de válvulas SDV por impurezas, corrosão dos dutos;</p> <p>-Má operação de pig de instrumentação;</p> <p>-Fadiga;</p>	<p>- Conduzir periodicamente inspeções internas nas linhas por meio de pigs instrumentados;</p> <p>- Conduzir periodicamente a limpeza dos dutos por meio de pigs de limpeza;</p> <p>- Assegurar a pressão mínima necessária na linha para que os pigs possam se deslocar ao longo de todo o percurso executando as tarefas que lhe cabem;</p> <p>- Assegurar que a vedação entre a parede do duto e o pig esteja adequada a passagem do mesmo;</p> <p>- Assegurar que a passagem do pig não carregue nenhuma impureza para as válvulas de forma que venha a comprometer a perfeita operação das mesmas;</p> <p>-Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo</p>

Tabela II.8-47: *Cenário Acidental: Vazamento de Gás. Sistema: Instalação de plataformas (PA-09). Subsistema: Completação do poço 3-RNS-143. Perigo: Blowout*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<p>-Problemas operacionais no poço;</p> <p>- Falha mecânica/ operacional da válvula de segurança e da válvula de controle de superfície do poço</p>	<p>-Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV, válvulas de controle na cabeça do poço;</p> <p>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas;</p> <p>- Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP);</p> <p>- Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores;</p> <p>- Seguir programa de treinamento para as situações de emergência;</p>

Tabela II.8-48: *Cenário Acidental: Vazamento de Gás. Sistema: Instalação de plataformas (PA-09). Subsistema: Completação do poço 3-RNS-143. Perigo: Válvulas de controle*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> - Falha pelas gaxetas, flanges e conexões da válvula; 2-Falhas pelo corpo da válvula, 3-Choque mecânico na cabeça do poço 	<ul style="list-style-type: none"> -Manter a postos uma equipe de manobras operacionais para proceder com o fechamento manual da válvula, caso o fechamento automático não esteja funcionando; - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV e válvulas de controle na cabeça do poço; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência;

Tabela II.8-49: *Cenário Acidental: Vazamento de Gás. Sistema: Produção e Escoamento de Gás. Subsistema: Extração de Gás do poço 3-RNS-143 Perigo: Blowout*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> -Problemas operacionais no poço; -Falha de operação do sistema de controle do poço, que podem estar associadas à falha humana. - Falhas nas operações de <i>workover</i> 	<ul style="list-style-type: none"> - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva do sistema de prevenção de "blowout" , segundo recomendação do "American Petroleum Institute - API". - Manter um operador na sala de controle da plataforma PUB-02 observando os alarmes e os sinais de descontrole das variáveis de monitoramento das plataformas. Ao sinal de vazamento, o operador deverá avisar ao SUPLAT; - Efetuar inspeção periódica e manutenção preventiva da válvula de segurança SSSV do tipo SDV, válvulas de controle na cabeça do poço; - Revisar os procedimentos para trabalhos de <i>workover</i> - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; - Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores e alarmes); - Realizar treinamento para a tripulação em procedimentos para controle do poço e identificação de sinais de alerta e causas de blowout; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência;

Tabela II.8-50: Cenário Acidental: Vazamento de Gás. Sistema: Produção e Escoamento de Gás. Subsistema: Extração de Gás do poço 3-RNS-143. Perigo: árvore de natal

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> -Vazamento pelos flanges ou gaxetas; - Defeito do material ou fabricação; -Choque mecânico na cabeça de produção podendo causar dano às válvulas 	<ul style="list-style-type: none"> -Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas DHSV; -Manter um operador na sala de controle que, ao sinal de qualquer vazamento, deverá avisar ao Supervisor da plataforma (SUPLAT); - Manter atualizado o Relatório de Inspeção da DHSV, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; - Monitorar os níveis de gases corrosivos passando pela coluna de produção; -Inspeccionar e realizar testes no sistema de segurança (alarmes, sensores de pressão,etc)

Tabela II.8-51: Cenário Acidental: Vazamento de Óleo combustível. Sistema: Instalação de plataformas (PA-09). Subsistema: Mobilização e Posicionamento da PA-09 Perigo: Perda de estabilidade durante o transporte ou posicionamento

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> -Condições meteoceanográficas adversas ; -Erro de manobra do piloto; -Colisão com outra estrutura ou embarcação (navio,rebocador) por falha dos rebocadores -Falha no sistema de ancoragem durante o posicionamento -Falha estrutural nas estruturas de sustentação (pernas e/ou sapatas) -Falha mecânica na elevação da plataforma - Falha no assentamento da plataforma no solo marinho. 	<ul style="list-style-type: none"> - Avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para que se evitem as colisões; -Consultar o estudo de fundo do mar antes de posicionar a unidade; -Respeitar o limite máximo de penetração das pernas da unidade; -Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; -Seguir programa de treinamento para as situações de emergência - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

Tabela II.8-52: *Cenário Acidental: Vazamento de Óleo combustível. Sistema: Instalação de plataformas (PA-09). Subsistema: Armazenamento de óleo combustível. Perigo: Tanques de armazenagem*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> - Corrosão; - Trincas e furos; - Falhas das válvulas e flanges do tanque 	<ul style="list-style-type: none"> - Proceder a inspeção visual para verificação de vazamentos provocados por corrosão ou por outros furos e danos; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos (tanques) - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

Tabela II.8-53: *Cenário Acidental: Vazamento de Óleo combustível. Sistema: Atividade de Logística da embarcação de apoio Subsistema: Abastecimento para a plataforma PA-09. Perigo: Vazamento de óleo combustível durante a operação de transferência*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> - Perdas através de furos ou ruptura dos mangotes; - Falhas nas válvulas e conexões (flanges); - Operação inadequada no engate do mangote; - Condições meteocenográficas adversas 	<ul style="list-style-type: none"> - Manter operação assistida; - Manter rotina de inspeção; - Seguir programa de inspeção e manutenção de mangotes e conexões; - Não carregar óleo diesel em condições de mar adversas; - Iniciar a operação lentamente para verificação de vazamento - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

Tabela II.8-54: *Cenário Acidental: Vazamento de Óleo combustível. Sistema: Atividade de Logística da embarcação de apoio Subsistema: Abastecimento e para a plataforma PA-09 / Apoio operacional para as plataformas de produção. Perigo: Tanques de armazenagem da embarcação de apoio*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> - Corrosão; - Trincas e furos; - Falhas das válvulas e flanges do tanque; - Choque entre embarcações; - Condições meteoceanográficas adversas 	<ul style="list-style-type: none"> - Manter tripulação treinada; - Seguir procedimento para aproximação de embarcações de apoio; - Em caso de colisão seguida de vazamento com possibilidade de incêndio, acionar a equipe de combate à incêndio; - Monitorar a mancha até sua total dispersão; - Antes da aproximação à plataforma, os responsáveis pelas embarcações devem avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para que se evitem as colisões; - Deve-se ter sempre uma boa comunicação, sinalização e vigilância na área do empreendimento para se evitar os incidentes e/ou acidentes; - Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, para incidentes de poluição por óleo das plataformas de produção (PSIR-1 e PSIR-2); - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo da PA-09

Tabela II.8-55: *Cenário Acidental: Vazamento de Óleo combustível. Sistema: Lançamento de linhas (embarcação Mayo). Subsistema: Armazenagem de combustível da embarcação Mayo. Perigo: Tanques de armazenagem da embarcação Mayo*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> - Corrosão; - Trincas e furos; - Falhas das válvulas e flanges do tanque 	<ul style="list-style-type: none"> - Proceder a inspeção visual para verificação de vazamentos provocados por corrosão ou por outros furos e danos; - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos (tanques) - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

Tabela II.8-56: *Cenário Acidental: Vazamento de fluido de estanqueidade. Sistema: Lançamento de linhas (embarcação Mayo). Subsistema: Teste de estanqueidade das linhas. Perigo: Vazamento de fluido durante teste de estanqueidade*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> -Descontrole das variáveis de processo (vazão e pressão); - Falhas estruturais da linha; -Falhas de projeto da linha 	<ul style="list-style-type: none"> Monitorar e registrar os parâmetros de pressão e vazão para comprovação de efetividade do teste; -Retirar ar da linha e remover aparas, carepas e outros elementos indesejáveis que possam comprometer a passagem do fluido de teste e do pig de limpeza; - Seguir programa de inspeção, calibração e manutenção dos equipamentos; -Proceder a inspeção visual para verificação de vazamentos provocados por furos e danos durante o teste de estanqueidade; - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores

Tabela II.8-57: *Cenário Acidental: Vazamento de resíduo oleoso. Sistema: Instalação de plataformas (PA-09). Subsistema: Drenagem e Tratamento de efluentes. Perigo: Vaso separador*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> - Falha operacional / humana; - Trincas e furos; - Corrosão; - Presença de impurezas no interior do separador; 	<ul style="list-style-type: none"> Manter supervisão dos sinais de medição de vazão que passa no vaso; -Manter atualizado o Relatório de Inspeção, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; -Realizar manutenção e limpeza periódicas de acordo com o plano de manutenção; - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

Tabela II.8-58: Cenário Acidental: Vazamento de resíduo oleoso. Sistema : Instalação de plataformas (PA-09). Subsistema: Drenagem e Tratamento de efluentes. Perigo: Tanques de coleta

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> - Corrosão; - Trincas e furos; - Falhas das válvulas e flanges do tanque - Colapso do tanque 	<ul style="list-style-type: none"> - Prover mecanismos que assegurem a preservação das condições de trabalho seguro durante as operações; - Realizar inspeção/manutenção periódica segundo procedimentos operacionais; - Controlar nível, avaliando eventuais perdas de produto - Promover treinamento periódico e conscientização dos operadores - Controlar presença de fontes de ignição; - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo

Tabela II.8-59: Cenário Acidental: Vazamento de óleo diesel, querosene de aviação e outros produtos químicos. Sistema: Instalação de plataformas (PA-09). Subsistema: Acesso Aéreo a plataforma PA-09 Perigo: Queda/colisão de helicóptero com a plataforma

CAUSAS	GERENCIAMENTO
<ul style="list-style-type: none"> - Condição climática adversa - Erro operacional ou do equipamento durante a aterrissagem ou decolagem - Choque com estruturas elevadas plataforma 	<ul style="list-style-type: none"> - Avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas e de tráfego aéreo estejam adequadas para que se evitem acidentes; - Antes do pouso e decolagem aguardar confirmação da equipe de segurança plataforma; - A operação de pouso deverá ser acompanhada por equipe de segurança e um funcionário de prontidão; - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. - Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo.

Tabela II.8-60: *Cenário Acidental: Vazamento de óleo diesel, querosene de aviação e outros produtos químicos. Sistema: Lançamento de linhas (embarcação Mayo). Subsistema: Acesso Aéreo a embarcação Perigo: Queda/colisão de helicóptero com a embarcação*

CAUSAS	GERENCIAMENTO
-Condição climática adversa	- Avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas e de tráfego aéreo estejam adequadas para que se evitem acidentes;
-Erro operacional ou do equipamento durante a aterrissagem ou decolagem	-Antes do pouso e decolagem aguardar confirmação da equipe de segurança plataforma; -A operação de pouso deverá ser acompanhada por equipe de segurança e um funcionário de prontidão; -Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.
-Choque com estruturas elevadas plataforma	- Acionar o Plano de Contingência da Área para incidentes de poluição por óleo

C) Medidas Para Redução das Conseqüências

Definição de Atribuições

De uma forma geral, a responsabilidade final pela segurança das operações da produção do Campo de Siri - Área do 1-RNS-140 (PSIR-2) e 3-RNS-143 (PSIR-1) compete à administração da UN-RNCE. No entanto, em cada nível da organização, as pessoas precisam estar conscientes de suas atribuições e responsabilidades quanto à condução da política de segurança da empresa e à implementação dos vários elementos do Programa de Gerenciamento de Riscos. O objetivo principal deste item do PGR da Atividade de Produção e Escoamento do Campo de Siri é: explicitar as atribuições e responsabilidades dos envolvidos, em relação a cada elemento de gestão do PGR.

“A gestão dos Recursos Humanos, Segurança e Meio Ambiente é responsabilidade de todos os gerentes e deve ser conduzida como parte integrante da gestão do negócio”.

Em relação à implementação e condução do PGR da atividade de produção do Campo de Siri, as atribuições dos diversos envolvidos estão explicitadas abaixo. Tais atribuições são apenas aquelas que têm relação com os elementos de gestão do PGR. Não apenas existem inúmeras outras atribuições para as pessoas indicadas abaixo, mas também vários outros postos de trabalho com suas respectivas atribuições. Por exemplo, várias pessoas citadas abaixo têm atribuições específicas durante a ocorrência de situações de emergência.

Gerente Geral da UN-RNCE

- ✓ Aprovar a alocação de atribuições de liderança e administração dos diversos envolvidos na condução e implementação do PGR;
- ✓ Fornecer recursos essenciais para a implementação do PGR ao longo do tempo.

Gerente do Ativo de Produção da UN-RNCE-ATP-M

- ✓ Aprovar a alocação de atribuições de liderança e administração dos diversos envolvidos na condução e implementação do PGR no âmbito do ATP-M;
- ✓ Tomar ciência dos resultados das análises de risco realizadas e cobrar o cumprimento das recomendações julgadas pertinentes;
- ✓ Tomar ciência dos procedimentos de garantia de integridade mecânica (políticas de inspeção e manutenção preventiva);
- ✓ Tomar ciência dos resultados das investigações de acidente ocorridos no âmbito do ATP-M e cobrar o cumprimento das recomendações julgadas pertinentes;
- ✓ Fornecer recursos essenciais para a implementação do PGR ao longo do tempo no âmbito do ATP-M.

Supervisor Responsável pelo Campo de Siri - Área do 1-RNS-140 (PSIR-2) e 3-RNS-143 (PSIR-1)

- ✓ Sensibilizar a equipe embarcada quanto à importância do PGR;
- ✓ Solicitar a execução de ações de manutenção corretiva após a detecção de alguma falha de equipamento;
- ✓ Aprovar os resultados das ações de manutenção e inspeção realizadas nas plataformas;
- ✓ Estabelecer a implementação do programa de treinamento, envolvendo a equipe de segurança da empresa, assim como a equipe das empresas contratadas;
- ✓ Implementar as Diretrizes de Segurança para Contratadas para as empresas contratadas que operam nas plataformas;
- ✓ Estabelecer a equipe de investigação de acidentes ou incidentes e coordenar o cumprimento dos procedimentos estabelecidos para a realização da investigação;
- ✓ Coordenar o gerenciamento de modificações na unidade, alocando recursos para o cumprimento dos procedimentos pertinentes;
- ✓ Promover a implementação de práticas de trabalho seguro, notadamente o Sistema de Permissão de Trabalho.

Gerência de SMS do ATP-M

- ✓ Conduzir a implementação do programa de treinamento, envolvendo a equipe de segurança da empresa, assim como a equipe das empresas contratadas;
- ✓ Contribuir e coordenar a equipe de investigação de acidentes ou incidentes e coordenar o cumprimento dos procedimentos estabelecidos para a realização da investigação;
- ✓ Conduzir e coordenar o gerenciamento de modificações na unidade, alocando recursos para o cumprimento dos procedimentos pertinentes;

- ✓ Contribuir e coordenar a equipe de investigação de acidentes e coordenar o cumprimento dos procedimentos estabelecidos para a realização da investigação;
- ✓ Promover e aprovar a implementação dos procedimentos relativos a práticas de trabalho seguro, notadamente do Sistema de Permissão de Trabalho.

UN-RNCE/Suporte Técnico/Gerência de Manutenção e Inspeção

- ✓ Responsável pela elaboração das políticas de manutenção e inspeção de equipamentos da UN-RNCE.

Técnico de Segurança do Campo de Siri - Área do 1-RNS-140 (PSIR-2) e 3-RNS-143 (PSIR-1)

- ✓ Emitir os formulários de Permissão para o Trabalho e dar quitação aos mesmos após o encerramento dos trabalhos correspondentes;
- ✓ Participar das equipes de investigação de acidentes e manter os registros das investigações ocorridas;
- ✓ Contribuir para a execução dos procedimentos relativos ao gerenciamento de modificações.

UN-RNCE/Recursos Humanos/Desenvolvimento de Recursos Humanos (UN-RNCE/RH/DRH)

- ✓ Auxilia na implementação do programa de treinamento, envolvendo a equipe de segurança da empresa, assim como a equipe das empresas contratadas.

A Tabela II.8-61 apresenta a Matriz de Atribuições e Responsabilidades do PGR.

Tabela II.8-61: Matriz de Atribuições e Responsabilidades do PGR

CARGO OU FUNÇÃO	1. Definição de Atribuições	2. Inspeções Periódicas	3. Programas de Manutenção	4. Capacitação Técnica	5. Processo de Contratação de Terceiros	6. Registro e Investigação de Acidentes	7. Gerenciamento de Mudanças	8. Sistema de Permissão para Trabalho
Gerente Geral da UN-RNCE	A,R							
Gerente do Ativo de Produção	A,R							
Supervisor responsável pelo Campo de Siri - Área do 1-RNS-140(PSIR-2) e 3-RNS-143 (PSIR-1)	C	A,C	A,C	A,R	A, R	A,R	A, R	A,R
Gerente de SMS do ATP-M				C,E		C,E	C,E	C
UN-RNCE/Sup. Técn./Ger. Manutenção e Inspeção		R	R					
E&P-NNE/SC-SAE/OP-PVI		R	R					
Técnico de Segurança do Campo de Siri - Área do 1-RNS-140(PSIR-2) e 3-RNS-143 (PSIR-1),						C	C	R
UN-RNCE/RH/DRH				C				

A = Aprovador (aloca recursos, assina aprovação, pode vetar, delega responsabilidades)

R = Responsável pela elaboração e/ou implementação (principal responsável pela implementação de determinado elemento de gestão)

C = Contribuidor (contribui significativamente para a condução das regras e procedimentos de cada elemento de gestão)

E = Especialista (provê informações e suporte técnico para a condução e implementação dos elementos do PGR)

Testes e Inspeções Periódicas

De um modo geral, a falha de um equipamento estático (vasos de pressão, tubulações, cabos de aço, estruturas, e outros) não ocorre de forma súbita, mas sim através de um processo de degradação que evolui com o tempo. Na maioria dos casos, é possível identificar-se sinais deste processo de degradação que permitem que tais equipamentos sejam reparados ou substituídos antes que a falha ocorra. Na indústria em geral e na área offshore em particular, o diagnóstico da situação da integridade estrutural dos equipamentos estáticos (e de certos componentes estáticos de sistemas rotativos, tais como cabos de aço ou roletes dos guindastes) é obtido através de uma política de inspeções periódicas. Na UN-

RNCE a formulação e implementação da política de inspeções periódicas dos equipamentos das plataformas estão a cargo da Gerência de Inspeção e Manutenção do UN-RNCE/Suporte Técnico.

A implementação deste item do Programa de Gerenciamento de Riscos tem, portanto, como objetivo principal minimizar a probabilidade de falha dos equipamentos estáticos que são críticos para a segurança das atividades de escoamento de produção com Campo de Siri. Define-se como equipamento/componente crítico para a segurança, todo aquele cuja falha implica em um comprometimento significativo da segurança das atividades.

Política de Inspeção de Equipamentos da UN-RNCE

A política de inspeção de equipamentos da UN-RNCE consiste em submeter todos os equipamentos estáticos das plataformas a inspeções periódicas utilizando as técnicas de inspeção que mais se adequam aos mecanismos de danos característicos de cada tipo de equipamento: corrosão sob tensão, afinamento, fadiga, etc.

A periodicidade das inspeções dos equipamentos está baseada nos preceitos da Norma Regulamentadora NR-13 do Ministério do Trabalho, a qual estabelece os prazos máximos entre inspeções para diferentes categorias de vasos e tubulações.

Para os demais equipamentos não incluídos no âmbito da NR-13, tais como cabos de aço, roletes e elementos estruturais, a política de inspeção da UN-RNCE baseia-se em estudos próprios de engenharia, nas regras das entidades classificadoras e nos resultados das inspeções realizadas. A Gerência de Manutenção e Inspeção do Suporte Técnico da UN-RNCE possui um sistema de registro e planejamento das inspeções que permite o acompanhamento temporal da evolução da integridade de cada equipamento e a previsão da necessidade de inspeções adicionais dentro do intervalo previsto para a inspeção de cada equipamento da plataforma.

As condições para a realização do teste hidrostático serão conduzidas em conformidade com a Norma PETROBRAS N-0462 – Fabricação, Construção e

montagem de Dutos Submarinos e são apresentadas no Anexo 2-VI, na seção II.2.4, “Descrição das Atividades” deste estudo

A periodicidade de inspeção de equipamentos em geral com definições, equipamentos e frequência de inspeção encontra-se no Anexo 2-VI, referente a seção II.2.4, “Descrição das Atividades” deste estudo.

Programa de Manutenção

O Programa de Manutenção é empregado para minimizar o tempo parado e estender a vida útil dos equipamentos e assegurar que todos os equipamentos encontrem ou excedam os requisitos industriais e sejam consoantes com os padrões de segurança e qualidade

Os tipos de manutenção existentes no programa de manutenção são:

- 1) **Manutenção corretiva:** São assim chamadas as intervenções de manutenção realizadas, visando corrigir uma falha;
- 2) **Manutenção preventiva periódica ou sistemática:** São as intervenções de manutenção preventiva que se dão em intervalos de tempo pré-determinados e constantes, baseadas na experiência empírica, catálogos ou manuais, ou ainda no histórico de vida do equipamento ou sistema;
- 3) **Manutenção preventiva preditiva:** São as intervenções de manutenção preventiva que ocorrem baseadas na análise dos parâmetros de operação (pressão, vazão, temperatura, vibração, etc.), os quais predizem o melhor momento para intervir no equipamento ou sistema.

Manutenção Preventiva

Na UN-RNCE, o órgão responsável pela formulação e implementação da Política de Manutenção Preventiva é a Gerência de Manutenção e Inspeção do Suporte Técnico da UN-RNCE. De um modo geral, todos os equipamentos rotativos operacionais, bem como todos os equipamentos de segurança, são submetidos a algum tipo de manutenção preventiva. Nesta política estão também

incluídos todos os equipamentos de içamento de cargas usados na plataforma, bem como os sistemas de alívio e de vent.

Capacitação Técnica

Este item do Programa de Gerenciamento de Riscos tem como objetivo principal apresentar a política de capacitação técnica dos trabalhadores das plataformas, isto é, os programas de treinamentos atualmente existentes na UN-RNCE, indicando os mecanismos para identificação das necessidades de treinamento do pessoal para o exercício das suas atividades com segurança.

O documento do SMS que define o procedimento relativo ao treinamento (capacitação técnica) dos empregados que trabalham no Campo de Siri - Área do 1-RNS-140 (PSIR-2) e 3-RNS-143 (PSIR-1), é o PE-23-04138.

Identificação da Necessidade de Treinamento

Seguindo a política de treinamentos estabelecida no SMS – Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da E&P-UN-RNCE, as necessidades de treinamento dos empregados estão alinhadas aos objetivos estratégicos da PETROBRAS. Desta forma, cabe à gerência identificar as necessidades específicas de cada trabalhador com relação ao treinamento de segurança, registrando-as no sistema de Gerenciamento de Desempenho Pessoal (GDP). No caso dos empregados que trabalham no Campo de Siri, cabe ao Supervisor, conjuntamente com os especialistas da Gerência de SMS do Ativo de produção da UN-RNCE – MAR, definir as necessidades de treinamento de cada empregado em cada função. Essas necessidades são então passadas para o RH/DRH, que é o órgão encarregado de organizar os treinamentos solicitados pelas unidades operacionais da UN-RNCE.

Programas de Treinamentos

A UN-RNCE/RH/DRH estabelece e divulga todos os anos o Programa de Treinamentos disponível para os empregados da UN-RNCE. De acordo com as

necessidades identificadas, esses treinamentos são programados para cada empregado.

Este programa é atualizado periodicamente, buscando não só a incorporação de novas necessidades (novos cursos), como também procura alterar os programas dos cursos/treinamentos já oferecidos, de forma a torná-los compatíveis com novas tendências existentes na Companhia ou em outros setores da área *offshore* internacional.

Treinamento para Contratadas

Todos os empregados de empresas contratadas pela PETROBRAS para prestar serviço nas plataformas devem receber treinamentos em segurança industrial, com objetivo de atender à política da UN-RNCE de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

Para empregados que irão trabalhar na área Offshore a Tabela II.8.2-26 apresenta os treinamentos previstos, em que casos os mesmos são aplicados e a necessidade de reciclagem.

Tabela II.8-62: *Treinamento para Contratadas*

TREINAMENTO	APLICAÇÃO	RECICLAGEM
Treinamento Básico de Segurança Industrial para Contratadas – CBASI	Contratos com duração superior a 180 dias	A cada 4 anos
“Briefing” de Segurança nas Unidades Marítimas	A todos os empregados que embarcam	Em todos os embarques, no momento da chegada na Unidade

O “*Briefing*” de Segurança é uma palestra apresentada, por pessoas da área de Segurança, a todas as pessoas que embarcam em Unidades Marítimas. O objetivo desta palestra é dar noções básicas sobre a segurança na unidade, indicando procedimentos de emergência, pontos de encontro, localização de baleeiras e rotas de fuga.

A seguir encontra-se uma breve descrição dos tipos de treinamento realizados.

- Treinamento por indução

Este treinamento é concebido para desenvolver a familiarização dos novos empregados contratados com a empresa e plataformas, objetivando assegurar que todo o pessoal embarcado tenha um conhecimento mínimo necessário nas práticas de trabalho e prévio conhecimento de suas atividades.

O treinamento tem como objetivo promover uma prévia das atividades em unidades marítimas com a exposição dos valores fundamentais da empresa, processos, equipamentos e operações com os procedimentos de segurança pertinentes. Para fornecer aos participantes esta exposição é realizado o treinamento formal em sala de aula, visitas de campo e desenvolvimento de auto-estudo.

- Treinamento pelo trabalho

O treinamento pelo trabalho é uma parte integral do sistema de treinamento da empresa. É endereçado para as várias funções operacionais da empresa. O sistema também permite ser adaptado a requerimentos que freqüentemente mudam, para se adaptar a realidade de um novo empreendimento.

O módulo de treinamento pelo trabalho é uma ferramenta para o auto-desenvolvimento e o crescimento profissional, aumentando a eficiência, moral e a consciência em relação à segurança. Consiste da combinação de práticas de trabalho no local, permitindo aos trabalhadores o progresso em seu próprio ritmo.

- Prevenção e Combate a Incêndio e Salvatagem

Este treinamento é obrigatório para todos os empregados que trabalham embarcados e para aqueles que necessitem embarcar mesmo que eventualmente. Este treinamento tem a aprovação da PETROBRAS e objetiva dar conhecimentos básicos teóricos e práticos sobre técnicas de prevenção e combate a incêndios e sobrevivência no mar, sendo ministrado em inglês e português.

Todos os empregados estrangeiros a bordo recebem aulas em língua portuguesa enquanto que os funcionários brasileiros recebem aulas de inglês. É política da empresa, que todos os funcionários estrangeiros falem a língua local e que todo o custo para que esta política seja cumprida será de responsabilidade da empresa.

Processo de Contratação de Terceiros

A UN-RNCE, assim como todos os ativos da PETROBRAS, exigem que as empresas por ela contratadas para a prestação de serviços nas plataformas sigam uma rigorosa política de segurança, meio ambiente e saúde ocupacional. Esta exigência baseia-se nas “Diretrizes para Segurança de Contratadas”, emitida pela Diretoria da PETROBRAS, cujo texto está integralmente reproduzido a seguir. Já os procedimentos para sistematização do processo licitatório para contratação de terceiros na modalidade de convite está apresentado no Anexo 8.I.

Diretrizes para Segurança de Contratadas

A cada dia, a utilização de mão-de-obra externa pela PETROBRAS tem proporcionado maior interação entre empregados da Companhia e de outras empresas.

Contudo, devido ao despreparo observado em algumas dessas empresas para a função Segurança, a PETROBRAS elaborou as Diretrizes para Segurança de Contratadas. Todos os órgãos da Companhia são orientados para seguir com rigor cada um de seus itens:

Diretrizes:

- Elaborar diretrizes de segurança para confecção e gestão de contratos.
- Acrescentar os dados relativos ao conjunto das contratadas nas estatísticas comparativas dos dados de acidentes da PETROBRAS com os de outras companhias ou associações de Companhias.

No nível de órgão operacional ou de obra:

- Avaliar o impacto da atividade contratada sobre o órgão, e vice-versa, antes da assinatura do contrato.
- Fazer constar do contrato os padrões de Segurança desejados, informando os riscos e definindo as condições especiais relativas à segurança e saúde ocupacional.
- Obrigar a contratada a apresentar o seu plano de segurança previamente à assinatura do contrato e a instruir toda a sua equipe sobre os riscos das atividades e sobre os procedimentos relacionados à obtenção de permissões para trabalho e respectivo atendimento.
- Negociar indicadores de segurança com a contratada.
- Obrigar a contratada a apresentar a PETROBRAS o resumo mensal de acidentes conforme o modelo proposto pela NB-18 - Cadastro de Acidentes - da Associação Brasileira de Normas Técnicas.
- Manter os fiscais informados quanto aos aspectos de responsabilidade civil e criminal que decorrem dos acidentes do trabalho e quanto às normas regulamentadoras do Ministério do Trabalho.
- Acrescentar os dados relativos ao conjunto das contratadas nas estatísticas comparativas dos dados de acidentes do órgão com os de outras companhias ou associações de companhias.
- Avaliar o desempenho de gerentes e fiscais, levando em conta o desempenho, em segurança, das contratadas sob sua responsabilidade.
- Incentivar as contratadas a utilizar os programas de treinamento disponíveis, tais como os do SENAI/ SESI/ SENAC/ SESC e outros.
- Incentivar a criação de comissões, como as CIPAS das próprias contratadas, para discussão dos procedimentos que envolvem segurança no trabalho.

Manter, durante a vigência do Contrato:

- A avaliação sistemática dos indicadores de segurança.
- A avaliação sistemática do atendimento às exigências contratuais relativas à segurança, registrando as não-conformidades.

- O estabelecimento de prazos para correção das não-conformidades e a aplicação de penalidades no caso de não atendimento, que poderão incluir o cancelamento do contrato.

As Instruções de SMS Distribuídas às Contratadas antes da Assinatura do Contrato

Ainda na fase de licitação para a contratação de serviços, a UN-RNCE (assim como toda a PETROBRAS) distribui aos licitantes um documento contendo as instruções de SMS que deverão ser seguidas durante a execução dos serviços.

Programas de Treinamento Exigidos das Contratadas

O programa de treinamentos exigidos para os empregados de todas as contratadas que prestam serviços nas plataformas da UN-RNCE está indicado no item Capacitação Técnica.

Registro e Investigação de Acidentes

O Registro e Investigação de Acidentes estão estabelecidos como atribuições do Grupo Gerencial de SMS (Saúde, Meio Ambiente e Segurança) e tem como objetivo é obter o maior número possível de elementos que possam identificar as causas básicas do fato ocorrido, a fim de prevenir novas ocorrências similares, estabelecendo os fatos ocorridos e cumprindo com os requerimentos de registro estatutários e da companhia, determinando a mudança que causou o erro e ocasionou o incidente. Incidentes que resultem ou possam resultar em anomalias operacionais ou impactos ambientais deverão ser, obrigatoriamente investigados.

A PETROBRAS deverá informar os trabalhadores de maneira apropriada e suficiente sobre os riscos ambientais que possam originar-se nas instalações e sobre os meios disponíveis para prevenir ou mitigar os impactos e proteger o meio ambiente.

Ao ser informada sobre qualquer ocorrência que envolva a suspeita de vazamento, a PETROBRAS aciona imediatamente sua Estrutura Organizacional

de Resposta a incidentes de poluição por óleo para que seja prestado atendimento imediato à ocorrência, e comunicar às instituições oficiais pertinentes e a imprensa.

I) Registro

Após a identificação, o acidente deve ser comunicado a Gerência do ATP-M/SMS com os seguintes detalhes:

- Nome, matrícula e função da pessoa que identificou o acidente;
- Descrição sumária do ocorrido, bem como a hora e local de ocorrência das possíveis fontes geradoras;
- Causas básicas e imediatas;
- Identificação das possíveis trajetórias e dos meios de propagação;
- Determinação do número de trabalhadores acidentados, equipamentos afetados e ecossistemas atingidos;
- Descrição das medidas de controle já existentes e/ou já executadas e assistência necessária;

O registro e comunicação do acidente são de atribuição do Gerente Geral da UN-RNCE e deve ser feita utilizando o formulário proposto pela Agência Reguladora da Indústria do Petróleo e deverá conter, no que se aplicar, as seguintes informações, sem prejuízo de qualquer outra informação considerada relevante pela empresa:

- Nome e endereço do concessionário ou da empresa autorizada;
- Identificação da pessoa responsável pela emissão do relatório, incluindo seu cargo na empresa;
- Cronologia e descrição técnica do incidente, incluindo a localização das instalações ou unidades envolvidas e da área geográfica atingida, com identificação dos ecossistemas afetados;
- Descrição dos fatores externos que tenham contribuído para a ocorrência ou agravamento do incidente e de suas conseqüências;

- Descrição das prováveis causas do incidente e de seus agravamentos, sejam imediatas, cumulativas ou circunstanciais;
- Substância liberada, suas características, quantidade estimada e previsão de deslocamento da mancha de poluição;
- Descrição das medidas mitigadoras tomadas e resultados esperados no curto prazo, inclusive a quantidade de substância recuperada;
- Descrição das conseqüências do evento quanto à continuidade operacional e aos danos ao patrimônio;
- Número de feridos e fatalidades decorrentes do incidente, discriminados por empregados da empresa, de firmas contratadas e das comunidades; e
- Informações quanto ao número de horas ou dias parados da instalação, ou unidade ou de partes da instalação ou unidade, incluindo previsão quanto ao seu retorno à operação.

É de responsabilidade do ATP-M/SMS o registro dos acidentes para permitir levantamentos futuros, através do acompanhamento das recomendações constantes nos relatórios. A implementação destas recomendações deve ser acompanhada através da Reunião Mensal de Análise Crítica da Gestão de SMS com os Gerentes do ATP-M. Deverá ser mantido um registro de dados, estruturado de forma a constituir um histórico técnico e administrativo do desenvolvimento de registro dos acidentes. Todas as informações colhidas na implantação das recomendações devem ser registradas (guardadas em arquivos, inclusive eletrônicos) e divulgadas aos trabalhadores. As informações deverão ser mantidas por um período mínimo de 20 (vinte) anos.

O Tratamento de Anomalias buscará de forma ampla, para as dimensões qualidade, atendimento, custo, segurança, meio ambiente e saúde ocupacional, através da correção/prevenção das anomalias relacionadas com estas dimensões, contribuir com os objetivos/metasp da UN-RNCE. As anomalias de SMS são registradas e tratadas por meio do Sistema Integrado de Gerenciamento de Anomalias – SIGA. O número do RTA - Relatório de Tratamento de Anomalia aberto no SIGA deverá ser informado às gerências de contato no E&P-Corporativo e comunicado aos órgãos competentes da Companhia.

O registro das informações deverá estar sempre disponível aos trabalhadores interessados e para as autoridades e órgão competentes.

Os trabalhadores interessados terão o direito de apresentar propostas e receber informações e orientações a fim de assegurar e evitar os acidentes de caráter ambiental.

As fases para o registro (registro e análise), tratamento (aprovação da análise e definição de responsabilidades pela disposição e ação corretiva/preventiva, implementação e verificação da eficácia das ações) e diligenciamento das anomalias, por meio do RTA, são de responsabilidade RA/Gerente/Supervisor ou pessoa designada do RTA.

Em caso de pendências pelo indicador de "RTAs de SMS pendentes" deve ser analisado pelo Comitê de Gestão na reunião mensal de análise de resultados. Um RTA pendente significa dizer que durante o seu desenvolvimento algum prazo está vencido, conforme descrito na tabela abaixo:

Tabela II.8-63: Pendências pelo indicador de RTA

PENDÊNCIA	DEFINIÇÃO	PRAZO
Análise pendente	Anomalia registrada sem análise das causas concluída.	30 dias após a conclusão do Registro da anomalia, estabelecido pelo sistema.
Aprovação pendente	Ações de disposição e/ou corretiva propostas na análise não foram aprovadas.	15 dias após a conclusão da Análise, estabelecido pelo sistema.
Ações pendentes	Prazo(s) previsto(s) para implementação das ações de disposição e/ou corretiva vencido(s).	Definido pelo responsável na Aprovação das ações propostas.
Verificação pendente	Prazo previsto para verificação da eficácia do tratamento vencido.	Definido pelo responsável na implementação das ações

II) Investigação

A investigação de um incidente contemplará:

- A natureza do incidente;
- As causas e os fatores que contribuíram para a sua ocorrência;

- As ações corretivas a serem implementadas.

As formas mais comuns de identificação dos incidentes são feitos por auditorias (internas, externas ou certificações), vistorias, manutenções, monitoramento e medição.

De acordo com a natureza e complexidade do incidente a gerência do ATP-M estabelecerá uma comissão, o qual contará com técnicos especializados, internos ou externos, para proceder a investigação e recomendar as ações a serem implementadas para a prevenção de futuros incidentes similares.

A comissão de investigação deverá ser criada, formalmente, em até 48 horas após o incidente e no estabelecimento de sua formação, deverá ser definido um prazo para apresentação dos resultados, através de um relatório conclusivo. Este prazo não deverá ser superior a quinze dias, exceto quando a investigação depender de análise, avaliação ou informação que não possa ser obtida neste período. A comissão possui autoridade e autonomia para conduzir a investigação que estarão expressas no documento de criação da comissão de investigação.

A investigação deverá ser realizada por uma comissão em reuniões ordinárias ou extra-ordinárias tão logo que possível após o ocorrido. As reuniões deverão ser assinadas com encaminhamento de cópias para todos os membros.

A gerência do ATP-M estabelece a comissão para investigar e analisar o acidente. A comissão deve ser composta no mínimo por:

- Gerente do ATP-M/SMS;
- Pessoa na qual identificou ou comunicou o acidente;
- Representante da Comissão Interna de Prevenção de Acidentes (CIPA);
- Representante de SMS;
- Coordenador de Comunicações;
- Coordenador de relações com a comunidade;

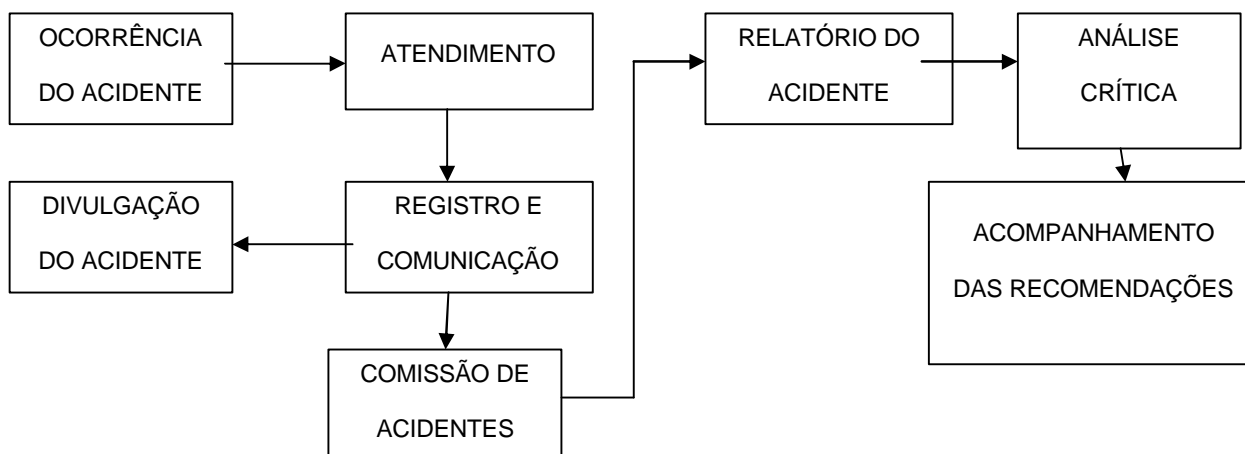
Para cada uma das causas básicas das ocorrências anormais e acidentais, deverão ser propostas uma ou mais ações para o bloqueio destas causas, de modo a evitar a sua repetição.

O incidente deve ser comunicado a todos os empregados da instalação através do quadro de avisos e o supervisor da área através do programa Bom Dia SMS.

Todo acidente grave que tenha se dado no desempenho ou em decorrência das atividades do E&P, deve ser levado ao conhecimento das autoridades competentes, assim como da comunidade afetada, quando aplicável. Os órgãos a serem comunicados são

- Agência Nacional do Petróleo -ANP
- Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA
- Órgãos Estaduais e Municipais de Meio Ambiente
- Órgãos subordinados ao Comando da Marinha do Ministério da Defesa
- Comunidade externa afetada

Na ocorrência de acidentes graves, deverão ser observados os procedimentos específicos do Plano de Emergência, para este tipo de ocorrência. No fluxograma abaixo é apresentada a seqüência de procedimentos a serem adotadas em caso de acidentes.



Gerenciamento de Mudanças

1 – Definições

1.1 – Mudança

Qualquer alteração provocada na plataforma, em equipamentos, equipe de trabalho, número ou habilidades do(s) empregado(s) envolvido na(s) operação(ões), sistemas, softwares, processo, modos de operação, parâmetros de operação (permanentes ou temporários), nos aspectos de:

- Pessoas;
- Número;
- Habilidades;
- Horário de trabalho;
- Tecnologia;
- Lógica de controle;
- Novos métodos de processo ou controle;
- Instalações;
- Alterações de tubulações, vasos, equipamentos quanto: diâmetro, capacidade, comprimento, altura, pressão, nível, etc.;
- Instalações provisórias para manutenção
- Alteração do "modus operandi" da instalação devido a necessidades operacionais ocasionais ou manutenção de sistemas.

1.2 – Mudança efetuada pela manutenção

Alteração necessária para o desenvolvimento dos serviços de manutenção. Ex. alterações de tubulações, fluxos, energia para testes funcionais de equipamentos ou sistemas antes de serem postos em operação.

1.3 – Solicitante

Responsável pela implementação da mudança.

1.4 – Procedimentos Específicos

Informação sobre parâmetros de processo e trabalho elaborado pelo engenheiro responsável técnico pela operação, visando definir limites permitidos para execução da mudança de forma segura.

1.5 – Procedimentos de Segurança, Meio Ambiente e Saúde

Informações sobre o risco do trabalho a ser realizado ou equipamento empregado de modo que a execução do serviço seja realizada com os seus riscos em nível aceitável.

1.6 – Resultado Esperado

Alcançar os objetivos propostos e especificados no projeto após a sua implementação.

2 – Processo de Análise

2.1 - Para cada mudança a ser implementada deverá ser definida qual ferramenta de análise será utilizada para garantir a redução ou manutenção do nível de risco existente. A resposta à lista de verificação definirá a abrangência e a complexidade da análise de risco ou processo a ser aplicado. A autorização para Mudanças deve obrigatoriamente ser aprovada pelo Gerente do Ativo ou Gerente Setorial responsável pela instalação.

2.2 - A mudança deverá ser solicitada pelo responsável da Instalação e os detalhes técnicos elaborado pelo engenheiro responsável pela instalação, e as justificativas técnicas acompanhar todo o processo de análise de mudança, principalmente quando a mesma envolver parâmetros de processo (vazão, pressão, temperatura, nível, etc.).

2.3 - Quando a mudança for desenvolvida fora do âmbito da instalação deve ser entregue a Gerência Setorial de S.M.S. para análise, cópias dos estudos de risco efetuados.

2.4 - As empresas contratadas devem atender as recomendações e diretrizes de SMS e exigências específicas para os trabalhos e equipamentos envolvidos.

Descrição do Processo de Liberação de Serviços

Os Procedimentos de Permissão para Trabalho para os serviços de manutenção, montagem, desmontagem, construção, inspeção ou reparo de equipamentos ou sistemas a serem realizados na UN-RNCE que envolvam riscos de acidentes com lesão pessoal, danos à saúde, danos materiais, agressão ao meio ambiente ou descontinuidade operacional, devem estar de acordo com o Padrão PE-2300120 – PERMISSÃO PARA TRABALHO.

CONCLUSÃO

O presente relatório de Análise de Riscos Ambientais identificou como principais perigos decorrentes das atividades instalação de plataformas de produção, lançamento de linhas e produção e escoamento de óleo e gás no Campo de Siri:

- blowout devido a descontrole do poço durante as etapas de completação e produção;
- vazamento de óleo e gás decorrente de corrosão nas linhas de escoamento e/ou impacto mecânico nas linhas;
- vazamento de fluido durante a realização do teste de estanqueidade;
- vazamento de óleo diesel decorrente das atividades de apoio;

Falhas mecânicas de válvulas de controle de fluxo do tipo DHSV, SDV, HV, PMV, PWV também foram citados como fatores passíveis de contribuir para perdas de contenção de óleo e gás nas plataformas de Produção PSIR-1 e PSIR-2.

O resultado da análise histórica contempla riscos de acidentes ambientais oriundos de atividades desenvolvidas em regiões do Mar do Norte. Tais acidentes apresentados nos bancos de dados, referentes ao item II.8.1.2, Análise Histórica de Acidentes Ambientais, são influenciados pelas características do ambiente marinho desta região que é mais severo que o encontrado na Bacia Potiguar.

Portanto, os resultados apresentados na análise preliminar de perigos tiveram sua confiabilidade majorada, pois os estudos foram baseados em dados históricos de eventos ocorridos sobre circunstâncias mais severas. A análise histórica também identificou a corrosão de dutos como fator importante que deve ser levando em conta quando da execução da análise de riscos. A análise histórica de dados também indica que a frequência de *blowouts* aponta para $5,82 \times 10^{-05}$ ocorrências/ano para Unidades Fixas e $2,36 \times 10^{-04}$ ocorrências/ano para Unidades Móveis, considerando todos os tipos de conseqüências. Estas frequências permitiram a partir da técnica de análise preliminar de perigos classificar a ocorrência de eventos, como extremamente remota e remota, respectivamente.

Os resultados apresentados pela análise preliminar de perigos indicam a possibilidade de incidentes para as atividades executadas, sendo diagnosticado neste estudo que o maior risco dentre todas as hipóteses acidentais avaliadas, apresentou a classificação de Risco Moderado (Risco 3). Entretanto, quaisquer problemas de natureza técnica ou ambiental que venha a comprometer o meio ambiente, serão administrados em tempo hábil pela PETROBRAS com a implementação do Plano de Gerenciamento de Riscos proposto neste EIA.