

### II.8.1 ANÁLISE DE RISCOS

O presente relatório de análise de riscos ambientais contempla a atividade de ampliação da malha de escoamento de gás AMEG, Plataforma de Namorado (PNA-1) / Plataforma de Garoupa (PGP-1) /Ponto A/ Cabiúnas. O Ponto A está localizado ao Sul da região de Barra do Furado, Quissamã/RJ e pode ser visualizado na Figura II.8-1 abaixo. O Campo de Roncador está situado na região Nordeste da Bacia de Campos a uma distância aproximada de 130 km do litoral Norte do Estado do Rio de Janeiro. Possuindo uma área estimada de 132 km<sup>2</sup> entre as batimetrias de 1.500 e 1.900 metros, a exploração do campo iniciou-se com a descoberta do poço 1-RPS-436A em lâmina d'água de 1.862 metros, em Outubro de 1996.



Figura II.8-1: Vista parcial do Ponto A, local de chegada do gasoduto  
Fonte: Vereda, 2002.

As atividades de escoamento de gás, além de englobar o escoamento oriundo das plataformas acima mencionadas, também atendem a contribuição das Plataformas de Enchova-1 (PCE-1) e Pampo (PPM-1). Apesar da contribuição do escoamento vir das quatro plataformas citadas

acima e da área de Roncador, o presente estudo de análise de riscos em si abrangerá somente a malha de gasodutos que liga o PLEM de PNA -1 à PGP-1 e o gasoduto que liga PGP-1 ao Ponto A, aí terminando na válvula de segurança SDV instalada no gasoduto. O sistema objeto do licenciamento está identificado em tracejado vermelho na Figura II.8-2 abaixo. O trecho PLAEM -1 / PLEM de Namorado se encontra lançado.

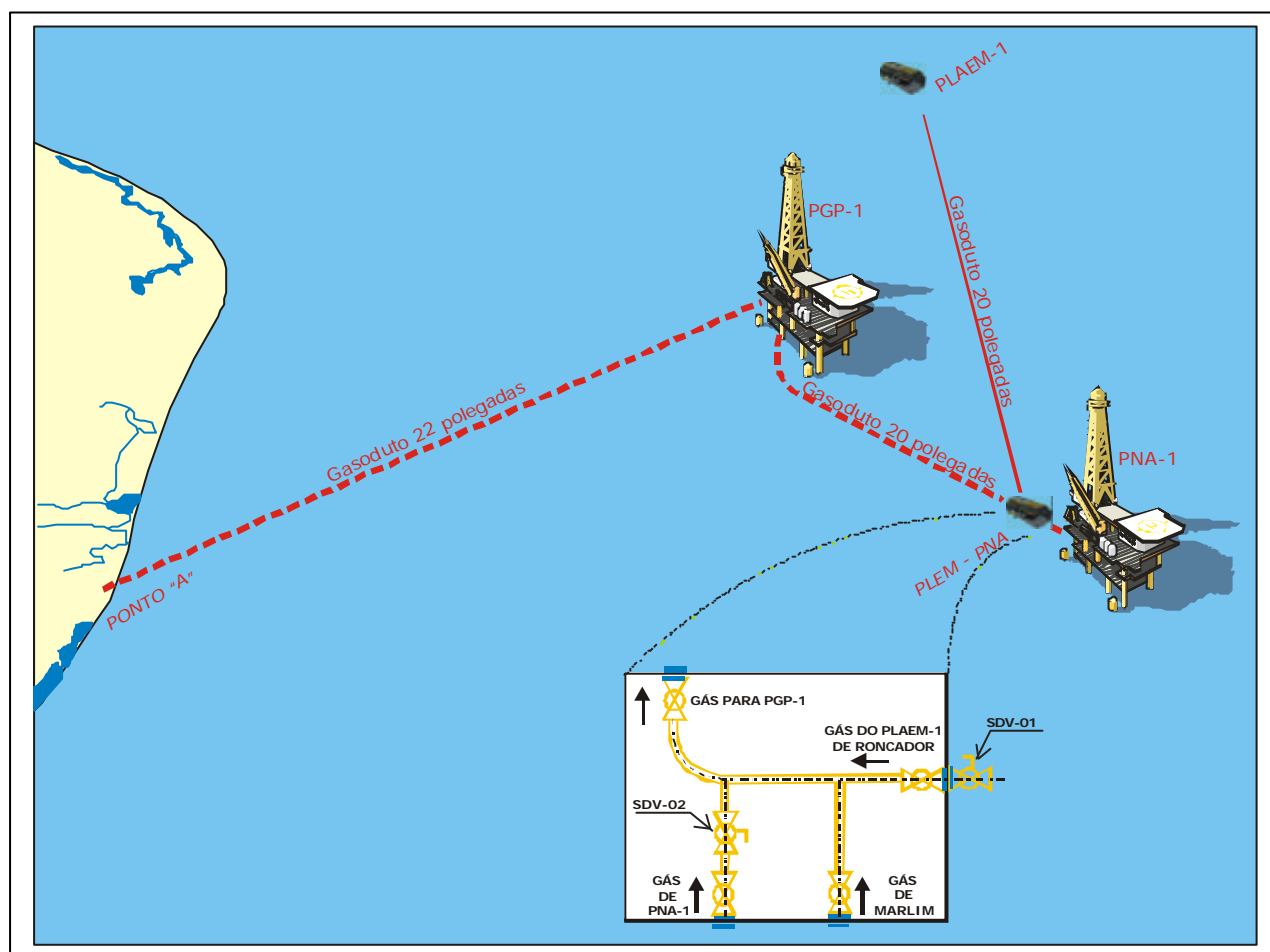


Figura II.8-2: Esquema do escoamento de gás. A linha tracejada representa os dutos objeto do presente estudo. Fonte: Petrobrás, 2002.

É importante esclarecer que este estudo de análise de riscos também não contempla a parte do escoamento de gás pela parte terrestre até Cabiúnas. Desta maneira, fazem parte do presente estudo as atividades de escoamento o sistema do PLEM de Namorado-1, inclusive, até a válvula de emergência SDV no Ponto A, inclusive. Excluem-se, também, do escopo do trabalho os sistemas encontrados nas PNA-1 e PGP-1.

Os estudos de análise de riscos ambientais são importantes face à necessidade em identificar acidentes passíveis de ocorrer durante a execução de atividades *offshore* e as consequências deletérias de tais eventos ao meio ambiente e equipamentos (Khan e Abbasi, 2000; Aven e Pitblado, 1997). O presente relatório identifica os riscos associados às atividades de escoamento de gás, classificando-os quanto a sua frequência e severidade, bem como recomenda medidas preventivas e/ou corretivas a fim de minimizar os potenciais acidentes. Após a execução da análise preliminar de perigos será apresentado o Plano de Gerenciamento de Riscos, apresentado no item II.8.1.4. Neste item, medidas e procedimentos objetivando eliminar, reduzir e gerenciar os riscos ambientais da melhor maneira possível são propostos.

### II.8.1.1 Descrição das Instalações e do processo

#### A.1 Sistemas

A atividade prevê a derivação de um duto de 20", denominado Roncador Gás-3 (RG-3), existente, que interliga o PLAEM-1<sup>1</sup> de Roncador à PNA-1. Esta derivação será feita por intermédio de um PLEM<sup>2</sup>, instalado próximo à PNA-1, constituído por três válvulas de isolamento de 20", uma válvula de isolamento de 12" e uma válvula automática de bloqueio que poderá ser instalada fora do PLEM, a depender do estudo de arranjo do fundo. O detalhe dessas cinco válvulas é apresentado na Figura II.8-3. O duto RG-3 existente será desconectado do *spool* de ligação para PNA-1 à jusante da válvula *shut down valve* SDV-1 e reconectado ao PLEM de PNA-1, de forma que o gás proveniente da área de Roncador seja direcionado para a PGP-1. O PLEM possui conexão para o duto RG-3, seu antigo *riser*, uma conexão para o novo duto de 20" e uma espera para um duto de 12". O PLEM de PNA-1 será unido à PGP-1 através de um duto de 20" de 8700 metros de extensão. Este duto será interligado ao PLEM de Namorado-1 via conexão submarina e à PGP-1, também via conexão submarina, por intermédio de um *riser* a ser instalado na plataforma PGP-1. O segundo gasoduto, denominado PGP-1 / Ponto A, de 22" de diâmetro, exportará o gás recebido pelo duto RG-3. Este duto tem extensão aproximada de 84000 metros e será interligado à PGP-1 por conexão submarina, por intermédio de um *riser* a ser instalado na plataforma PGP-1. Visando a proteção do meio ambiente e a

<sup>1</sup> PLAEM: Pipeline Almost End Manifold

<sup>2</sup> PLEM: Pipeline End Manifold:

estabilidade do duto às ações ambientais, na área de chegada na praia da Barra do Furado, o mesmo será enterrado a partir da lâmina d'água de 25 metros até a costa. A profundidade de enterramento será de um metro referenciado ao solo marinho com extensão de, aproximadamente, 15 km.

## **A.2 Procedimentos previstos para as diferentes etapas**

As atividades de escoamento de gás do PDEG podem ser divididas entre as seguintes etapas:

### **Trecho PLAEM de Roncador / PLEM de Namorado –1**

O PLEM de PNA-1 fará a derivação do duto de 20" de diâmetro RG-3 para a PGP-1. Esta derivação será feita por intermédio de um PLEM em PNA-1, constituído por três válvulas de isolamento de 20", uma válvula de isolamento de 12" e uma válvula automática de bloqueio que poderá ser instalada fora do PLEM, a depender do estudo de arranjo do fundo. O detalhe dessas cinco válvulas é apresentado na Figura II.8-3 a seguir. O duto RG-3 existente será desconectado do *spool* de ligação para PNA-1 à jusante da válvula *shut down valve* SDV-1 e reconectado ao PLEM de PNA-1, de forma que o gás proveniente da área de Roncador seja direcionado para a PGP-1. O mesmo acontecerá com o *riser* remanescente. O PLEM possui conexão para o duto RG-3, seu antigo *riser*, uma conexão para o novo duto de 20" e uma espera para um duto de 12".

### **Trecho PLEM de PNA-1 / PGP-1**

- Construção e instalação do *riser* em PGP-1;
- Lançamento do duto de PGP-1 até o ponto de instalação do PLEM de Namorado;
- Conexão do duto ao *riser* instalado em PGP-1;
- Limpeza do duto com *pigs* adequados e descarte da água aditivada conforme orientação do órgão ambiental;
- Teste hidrostático e descarte de, aproximadamente, 2.450m<sup>3</sup> de água aditivada utilizada no teste conforme orientação do órgão ambiental;
- Secagem e inertização do duto com procedimentos aprovados. A secagem poderá ser feita utilizando nitrogênio com passagem de *pigs*,

ou com ar superseco ou inerte com passagem de *pigs*. O procedimento operacional para desalagamento e secagem dos gasodutos são apresentados em detalhe no capítulo II.2-Descrição da Atividade, item E-3 "Descarte do fluido do teste hidrostático".

- Instalação do PLEM de Namorado-1;
- Fechamento da válvula hidráulica e seccionamento do duto existente (PLAEM-1 de Roncador/PNA-1) junto ao PLEM de Namorado, instalação de flange em sua extremidade e conexão a este PLEM;
- Instalação de *spool* de interligação do *riser* remanescente em PNA-1 ao PLEM de Namorado;
- Secagem e inertização com procedimento aprovado;
- Interligação ao PLAEM;
- Teste do selo de todos os flanges.

### **Trecho PGP-1 / Ponto A**

Construção de área aterrada no Ponto A denominada 'base guincho' de aproximadamente 80m x 80m na praia onde será instalado um guincho de tração contínua (CPM600) com capacidade de 223948 Kgf, para execução do arraste. Na área de chegada na praia da Barra do Furado, o duto será enterrado a partir de lâmina d'água de 25 metros até a costa. A profundidade de enterramento será de um metro referenciado ao solo marinho e a extensão de, aproximadamente, 15 km. A Petrobrás construirá a área no Ponto A seguindo os procedimentos de segurança pelo "Plano de Instalação, Operação e Manutenção da Base Guincho", apresentado no anexo 6. Os procedimentos de lançamento do duto é apresentado a seguir:

- Execução do arraste do duto utilizando a balsa de lançamento BGL-1 posicionada próximo à praia;
- Lançamento do duto até o ponto intermediário onde não será necessário usar o *stinger* da BGL-1;
- Lançamento a partir de PGP-1 do gasoduto até um ponto intermediário e realização da conexão com o trecho previamente lançado;
- Instalação do *riser* em PGP-1;
- Conexão do duto ao *riser*;

- Limpeza do duto com *pigs* limpeza e descarte da água aditivada conforme orientação do órgão ambiental;
- Teste hidrostático e descarte de, aproximadamente, 26.840m<sup>3</sup> de água aditivada utilizada no teste com procedimento aprovado;
- Secagem e inertização com procedimentos aprovados. A secagem poderá ser feita usando nitrogênio com passagem de *pigs*, ou com ar superseco ou inerte com passagem de *pigs*. O procedimento operacional para desalagamento e secagem dos gasodutos são apresentados em detalhe no capítulo II.2-Descrição da Atividade item E-3 "Descarte do fluido do teste hidrostático";
- Enterramento do duto junto à praia, podendo ser utilizadas as técnicas de jateamento hidráulico ou *air lift* arado durante o arraste ou furo direcional.
- Teste do selo de todos os flanges.

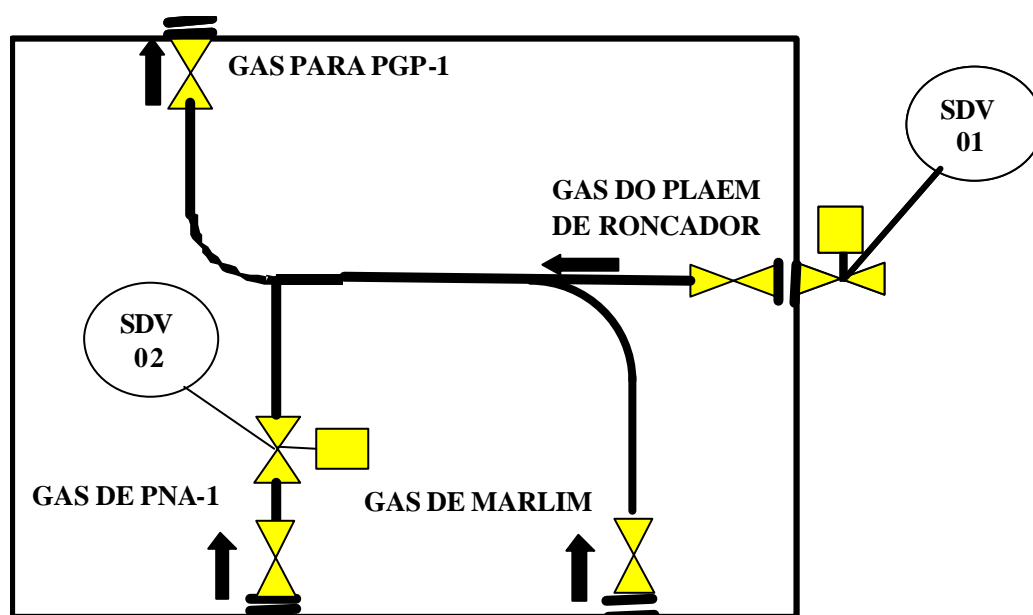


Figura II.8-3: Detalhe do PLEM da PNA-1. Fonte: Petrobrás, 2002.

### A.3 Sistemas de segurança mais relevantes

Os seguintes sistemas de segurança são identificados como os mais relevantes:

- Malha de instrumentação existente na PGP-1 que controla a chegada e o lançamento dos *pigs* de instrumentação e de limpeza;
- PLEM de PNA-1;
- Válvula de fechamento automático (SDV);
- Válvula de fechamento manual;
- Correto emprego dos *pigs* de limpeza e de instrumentação;
- Testes de estanqueidade; e
- Lançamento dos dutos;
- -Sistema de detecção de vazamento de gás instalados nas SDVs;
- Sistema de detecção de explosão instalado próximo às estações dos *pigs*;

Tais sistemas serão abordados em detalhes no item "C- Critérios de segurança".

### B. Base cartográfica geo-referenciada.

A Figura II.8-13 em anexo no final do capítulo apresenta a base cartográfica geo-referenciada.

### C. Critérios de Segurança

#### C.1 Sistemas de segurança

Os sistemas de segurança listados no item A-2 serão agora abordados em detalhe:

#### Malha de instrumentação existente na PGP-1 que controla a chegada e o lançamento dos *pigs*

Este sistema controla as válvulas de fechamento imediato (SDV) e o lançamento dos *pigs* espuma (ou *pigs* de limpeza) e dos *pigs* de instrumentação, usados na inspeção da parede do gasoduto. Tal inspeção é executada com periodicidade variando entre três e cinco anos.

### PLEM de Namorado-1

O PLAEM (Pipeline Almost End Manifold) e o PLEM (Pipeline End Manifold) interligam as linhas de gás provenientes das unidades de produção, direcionando o gás do Campo de Roncador e da PNA-1 para a PGP-1 e daí para o Ponto A. Para executar tais serviços, é necessária a instalação e o correto funcionamento de válvulas no PLAEM e no PLEM, a saber:

### Válvula de fechamento automático (SDV)

A válvula do tipo SDV é fechada automaticamente, caso ocorra algum dos seguintes eventos:

- Pressão alta no duto;
- Pressão baixa no duto;
- Acionamento remoto a partir da estação de supervisão;
- Falha da instrumentação ("falha segura");
- Incêndio na plataforma;

O Sistema de fechamento automático permite que, após o fechamento da válvula, a pressão na tubulação comporte-se como mostrado no gráfico da Figura II.8-4 a seguir:

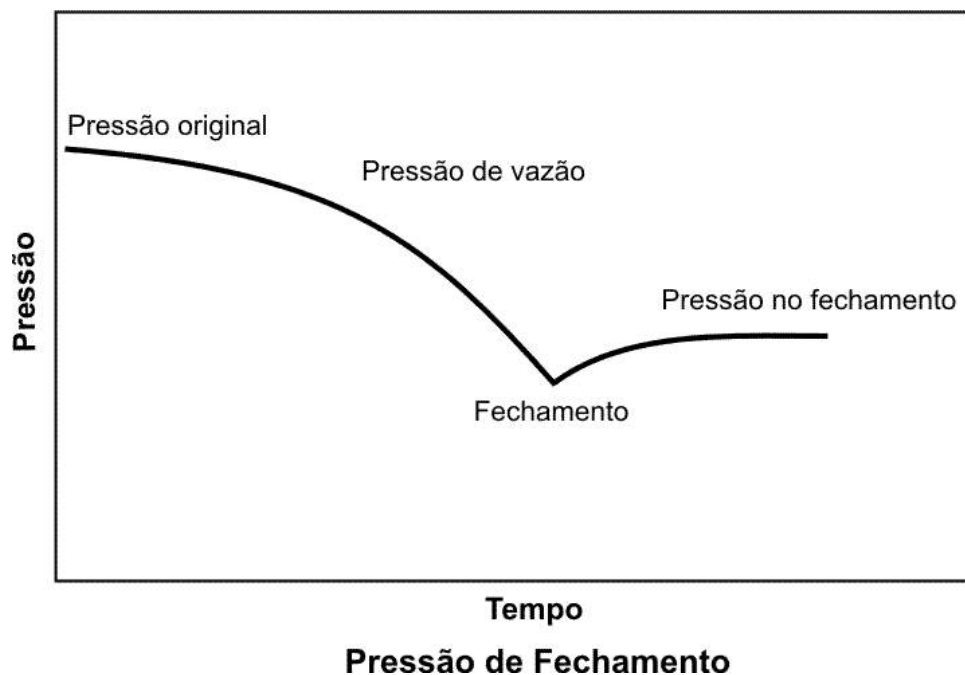


Figura II.8-4: Pressão de fechamento da válvula de sub-superfície (Fonte: Hyne, 1991).



### Válvula de fechamento manual

Estas estarão situadas no PLEM de Namorado-1.

### Pigs

Os *Pigs* são equipamentos que tem como função proceder com a limpeza dos dutos e coletar dados sobre as condições físicas dos mesmos. O *pig* destinado à limpeza dos dutos é denominado de *pig* espuma e o de coleta de dados, *pig* instrumentado. Este último é “capaz de coletar, processar e armazenar informações quando inserido no duto, permitindo a localização *off-line* de possíveis falhas, através da análise de dados” (Dutra, 2001, p: 2). Os *pigs* instrumentados fazem testes de ultra-som utilizados na identificação de imperfeições na superfície do duto. Tais equipamentos são impulsionados por dentro do duto pelo próprio fluido com o objetivo de identificar qualquer sinal de corrosão ou amassamento na superfície interna do duto. O *pig* de limpeza é importante, pois sua passagem pelo duto evita a formação de camadas que viriam a causar perda de carga ou pontos propícios à corrosão. Cornwell *et al* (1989) apontam para o processo de limpeza do *pig* como um método eficaz na redução de frequências de falhas de dutos. A limpeza contribui para que o gás escoe de maneira eficiente, evitando precipitações, perdas de carga e formação de condensado. Com as características mencionadas, os *pigs* tornam-se ferramentas indispensáveis para manter os dutos em boas condições de uso e minimizar os riscos de eventuais falhas que possam causar danos ao meio ambiente. Para que os *pigs* possam operar adequadamente, é necessária a instalação dos lançadores e recebedores de *pigs* na PGP-1, PNA-1 e Ponto A.

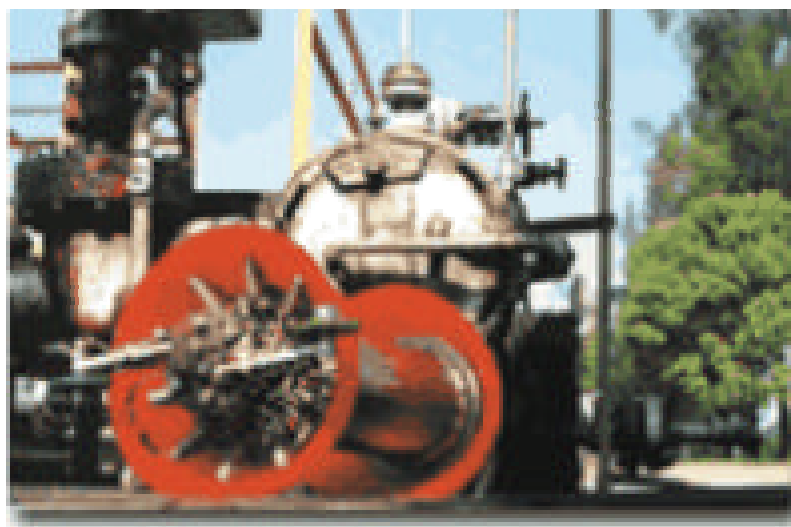


Figura II.8.1-5: *Pig*. Fonte: [www.pipeway.com.br](http://www.pipeway.com.br), 2002.

### Testes de Estanqueidade

A condução de uma eficiente metodologia de testes de estanqueidade dos dutos também é de fundamental importância para assegurar a integridade dos dutos e, conseqüentemente, minimizar os riscos de ocorrência de acidentes que causem danos ambientais. O teste de estanqueidade precede à passagem dos *pigs* e tem como função verificar as condições de resistência do duto. Segundo Kiefner, (2001), tal teste consiste em “elevar a pressão acima da pressão de operação de modo a verificar à que pressão a probabilidade de ocorrência de falhas nos dutos é maior”. No caso desta atividade, a Petrobras adotou como 1,25 o nível de confiança para os dutos de 20", ou seja, a pressão de teste adotada é de 225 Kgf/cm<sup>2</sup>, 1,25 vezes maior que a pressão de operação, 180 Kgf/cm<sup>2</sup>. Para o duto de 22", a pressão de teste é de 162 Kgf/cm<sup>2</sup>, 1,25 vezes maior que a pressão de operação, 130 Kgf/cm<sup>2</sup>. Tais procedimentos serão adotados nos dutos após lançamento dos mesmos conforme descrição abaixo:

### Ancoragem e amarração dos dutos

Dutos lançados no fundo do mar podem sofrer danos estruturais, acarretando vazamentos e, conseqüentemente, riscos de impactos ambientais na flora e fauna marinha. Neste caso em particular, tal situação deve-se, principalmente, a condição geográfica da área onde os dutos serão colocados. Carr e Preston (1999), indicam que riscos de acidentes em dutos lançados no fundo do mar devem-se, entre outras razões, ao colapso de taludes e movimentos de falhas geológicas. No entanto, a área de assentamento do PDEG apresenta-se relativamente plana e suave, sem irregularidades de grande porte. Tal característica reduz o risco de ocorrência de acidentes ambientais por colapso do duto devido a falhas de natureza geológica.

### Sistema de detecção de vazamentos de gás instalados nas SDVs

Serão instalados detectores de vazamento de gás nas SDVs com capacidade de detecção 20% de concentração de gás abaixo do limite inferior de inflamabilidade de gás, determinando o fechamento da válvula.

### Sistema de detecção de explosão instalado próximo às estações dos pigs

Instalação de plug fusível próximo aos receptores e lançadores de pigs.



## C.2 Normas

As normas aplicáveis às fases de planejamento, instalação, operação e descomissionamento das instalações são apresentadas a seguir:

- PE-37-2109-0- Procedimento para reparo de duto rígido submarino com conector mecânico;
- PE-37-2107-0 –Procedimento para reparo de duto rígido com abraçadeira biapartida;
- Procedimentos dos Órgãos da Sede da Companhia em Situações de Emergência: Diretoria Executiva (Ata 2869, item 2 de 04.07.78);
- NR-15 da Portaria 3214 de 08 de Junho de 1978, do Ministério do Trabalho;
- Portaria nº 12 de 06/06/83;
- Portaria nº 24 de 11/09/83;
- Portaria nº 01 de 28/05/91;
- Portaria nº 03 de 01/07/92;
- Portaria nº 08 de 05/10/92;
- Portaria nº 09 de 09/10/92;
- Portaria nº 03 de 10/03/94;
- Portaria nº 04 de 11/04/94; e,
- Portaria nº 49 de 27/09/95.

### Normas PETROBRAS - N-1487 - Inspeção Submarina - Dutos.

As normas mencionadas acima fazem parte do Plano de Contingência para Dutos do Sistema de Escoamento de Gás de Roncador. Tal plano tem como objetivo, definir ações para reparar possíveis vazamentos de gás, causados por acidentes com embarcações, corrosão, falha de operação, dentre outras, de forma a manter e preservar o meio-ambiente no âmbito da Bacia de Campos. A equipe responsável pelas ações de contenção de vazamentos é o Grupo de Reparo de Duto Submarino (GRDS), que é ligado ao GENSUB/GSUB.

### II.8.1.2 Análise histórica de acidentes ambientais

A análise histórica de acidentes ambientais envolvendo atividades de escoamento de gás foi feita baseada em consulta à literatura relevante, publicações de trabalhos referentes ao escoamento de gás em dutos submersos e consulta à dados fornecidos pela Petrobrás de eventos envolvendo uso de dutos no escoamento de gás e condensado em Pescada / Arabaiana. A iniciativa em usar um banco de dados referente à uma atividade distinta da de escoamento de gás (escoamento de gás e condensado) como fonte de dados históricos é embasada na dificuldade em se obter dados históricos de escoamento de gás somente. Entretanto, o uso de tal fonte de informação associado ao fato de não haver registro de acidentes envolvendo gasodutos na Bacia de Campos, vem a aumentar a confiabilidade do presente estudo.

No relatório de Arabaiana, as frequências de derramamento no mar, devido a acidentes em dutos *offshore*, foram obtidas do relatório PARLOC 94 - *The Update of Loss of Containment Data for Offshore Pipelines*, da *Health and Safety Executive-HSE*, Reino Unido. O PARLOC 94 contém informações de todos os dutos submarinos instalados em províncias petrolíferas do Mar do Norte e descreve cada acidente ocorrido nestas linhas, até o fim de 1993.

O PARLOC 94 foi preparado pelo *Advanced Mechanics & Engineering-AME Ltd* para o HSE, com informações advindas de:

- Autoridades governamentais do Reino Unido, Noruega, Alemanha, Holanda, Dinamarca;
- Companhias de petróleo operando em setores do Reino Unido, Holanda e Dinamarca;
- Relatório PARLOC 92;
- Outras fontes publicadas.

Além das informações do PARLOC 94, a revisão de literatura baseou-se em informações do banco de dados publicado pelo *Health and Safety Executive*, uma empresa britânica da área de gerenciamento riscos. Dados da HSE apresentados na Figura II.8-6 abaixo revelam que a partir de 1997 houve uma significativa redução nos eventos de vazamentos classificados como "significativos" e um aumento dos eventos considerados pela HSE como de pouca importância. Tal fato pode ser comprovado pela baixa taxa de frequência de falhas de dutos e acoplamentos, apresentadas ao longo deste relatório de análise de riscos.

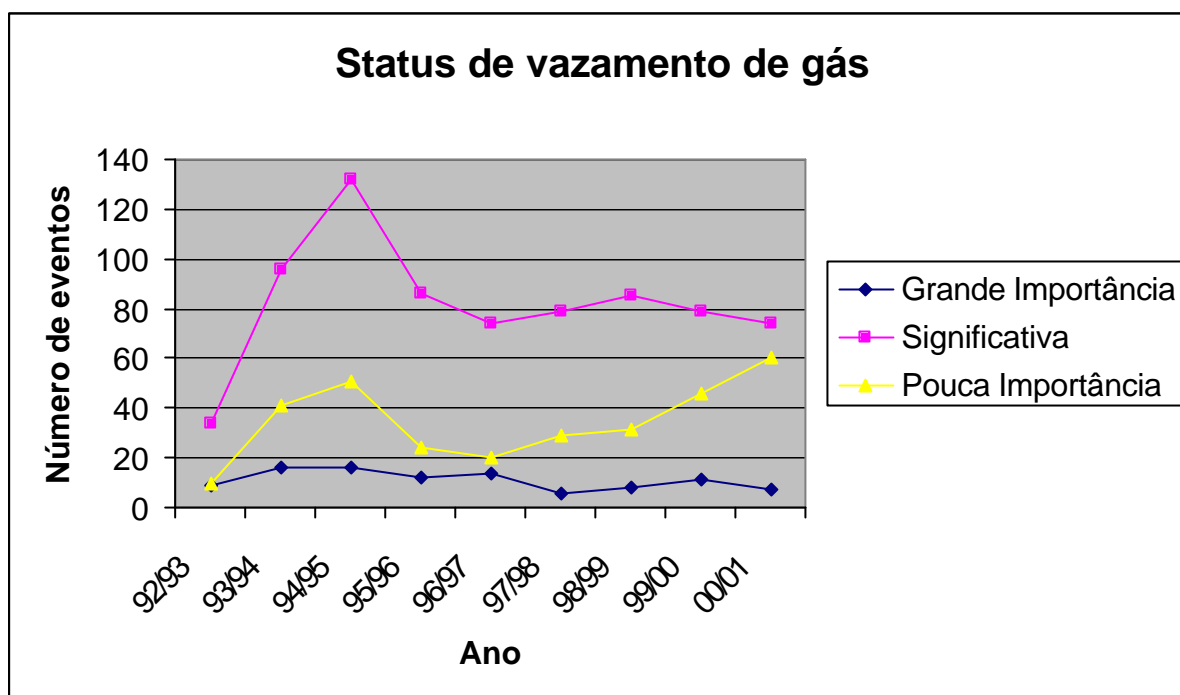


Figura II.8.1-6: Status de vazamento de gás. Fonte: HSE, 2002.

Lees (1986, p:791 ) endossa a afirmação acima quando afirma que “houve uma melhora na proteção dos dutos com o uso de proteção catódica e revestimentos externos apropriados”.

O PARLOC 94 apresenta um banco de dados de acidentes envolvendo 930 dutos, com um comprimento total de 17.241 km e experiência operacional de 160.215 km-ano. O banco de dados contém uma lista de 401 ocorrências acidentais em dutos submarinos marítimos, sendo 154 das quais correlacionadas a dutos submarinos em aço. Destas 154 ocorrências, 33 resultaram em perdas de contenção, conforme apresentado nas Figuras II.8-7 e II-8-8.

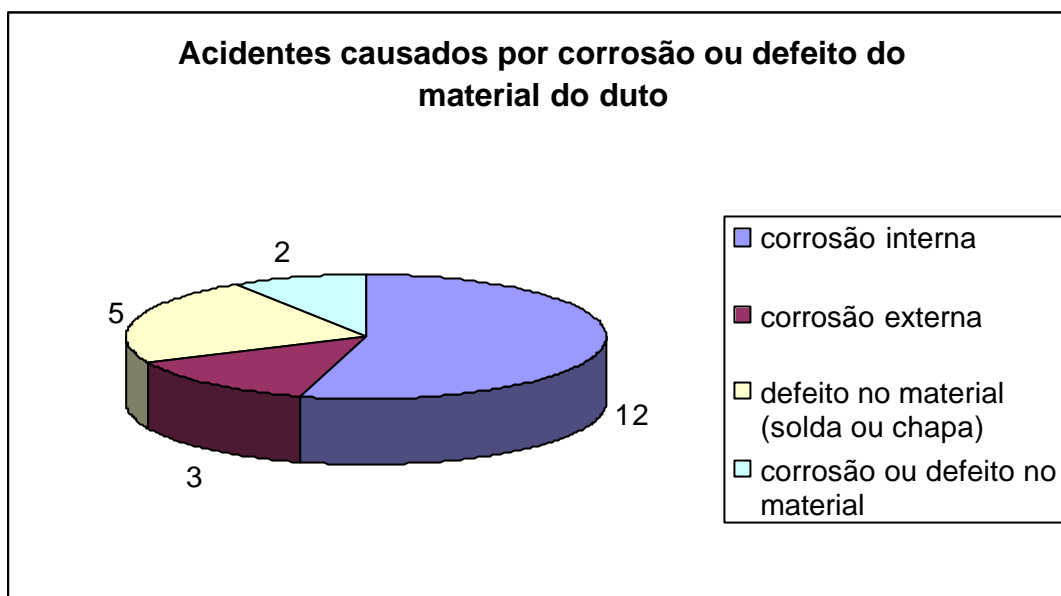


Figura II.8.1-7: Acidentes causados por corrosão ou defeito do material do duto. Fonte: Petrobrás, 1999.

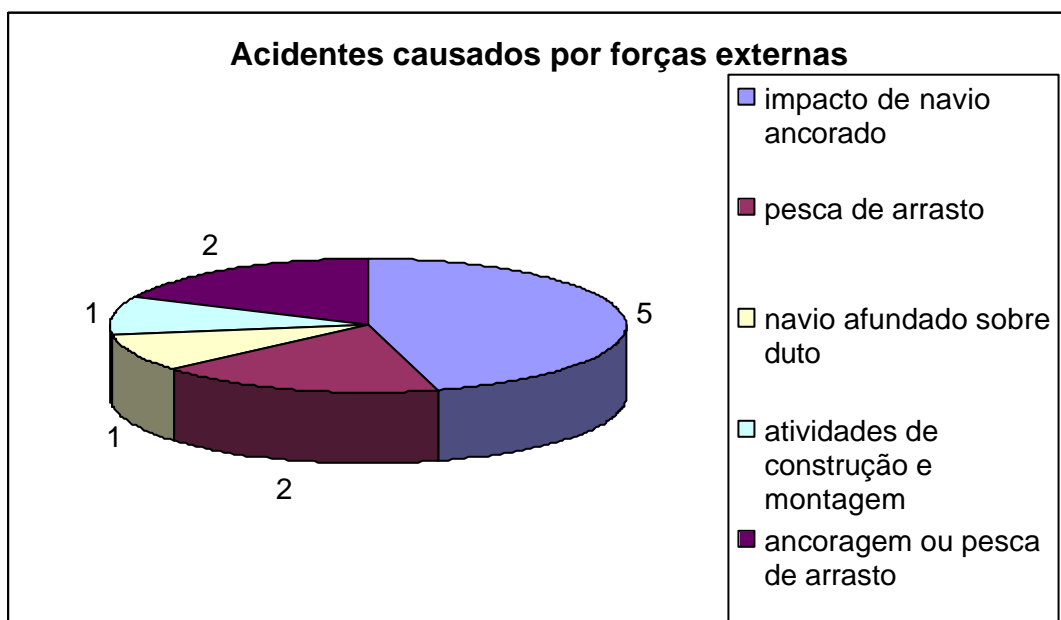


Figura II.8.1-8: Acidentes causados por forças externas. Fonte: Petrobrás, 1999.

Além dos 33 eventos identificados nos gráficos acima, ocorreu um vazamento no dobramento do *riser* após falha estrutural de seu suporte, um vazamento no *riser* causado por explosão e fogo (acidente da plataforma de Piper Alpha) e quatro vazamentos resultantes de causas desconhecidas.

Do total de eventos, o banco de dados identificou que a pesca de arraste é responsável por 5% de todos os incidentes causando danos aos dutos submarinos em aço. Na área da Bacia de Campos a pesca artesanal e a pesca industrial de arrasto dividem espaço. Esse fato faz com que haja uma preocupação em promover campanhas de comunicação social no sentido de alertar os pescadores quanto à execução das atividades de escoamento na área.

Apesar de terem sido registrados danos resultantes de causas naturais, contudo nenhum deles provocou a perdas de contenção do duto. Entre as 12 ocorrências associadas às causas naturais, duas ocorreram em *risers* submarinos, duas na zona de segurança da plataforma, cinco ao longo do duto submarino e três na zona costeira. As causas destes acidentes foram:

- 3 por correntezas rápidas;
- 7 por ação de ondas e correntes;
- 1 por sedimentação;
- 1 por tempestade.

O PARLOC 94 não informa as razões pelas quais as ocorrências não resultaram em perdas de contenção. Entretanto é sensato considerar que tais perdas foram evitadas por programas de inspeção e manutenção periódicas nos dutos submarinos. Esta categoria de vazamentos é importante para a PETROBRAS que possui grandes trechos de dutos livres que poderiam estar sujeitos à tais falhas, entretanto demonstram que ações mitigadoras tiveram sucesso total na prevenção de vazamentos no mar do Norte onde a ação das ondas e das correntes podem ser severas. Para os dutos de aço utilizados na atividade de escoamento de gás no sistema AMEG, serão usados revestimentos de concreto e uma tripla camada de polietileno de 3,2 mm de espessura. Tal proteção, associada ao uso da proteção catódica nos dutos, prevê a drástica redução dos níveis de corrosão externa.

É importante mencionar que a alta taxa de corrosão interna apresentada pelo banco de dados (12) não é relevante para a presente atividade de escoamento, pois os dutos escoarão somente gás. De fato, Carr e Preston

(1999, p:2) revelam “que a corrosão interna em dutos que transportam gás não é uma questão relevante”. Carr e Preston (1999), baseados em dados obtidos do relatório PARLOC 96, apresentam em seu trabalho, taxa de falhas de corrosão em dutos da ordem de  $2,82 \times 10^{-6}$  Km-ano, o que significa uma frequência extremamente remota de ocorrência.

Tais eventos devem ser analisados criteriosamente quanto da execução de um plano de gerenciamento de riscos, levando em consideração o correto uso de proteção catódica nos dutos, periódica limpeza e monitoramento com *pigs* de limpeza e de instrumentação e implementação dos procedimentos de manutenção, conforme apresentado no item B – “-Identificação de cenários acidentais, sistemas e subsistemas” e detalhado no item II 8.2. “Plano de Gerenciamento de Riscos”.

As condições meteorológicas ao Norte, Centro e Sul do Mar do Norte diferem em termos de lâmina d’água, produto transportado, idade média da instalação e atividade de pesca, porém tais fatores não apresentaram significativa influência na variação da frequência de falhas dos dutos. A frequência acidental dos vazamentos nas três regiões varia de  $2 \times 10^{-4}$  a  $2 \times 10^{-3}$  ocorrências/ano, com frequências mais elevadas sendo observadas nas águas rasas da área central do Mar do Norte. Essas taxas apresentam-se um pouco mais elevadas se comparadas com a taxa anual de falhas para dutos acima de 16” de diâmetro apresentadas pelo banco de dados do Offshore Hydrocarbons Release Statistics :  $1,16 \times 10^{-6}$  .(HSE, 2001).

### Falhas em acoplamentos

Foram identificadas 118 ocorrências em acoplamentos nos dutos em operação, dos quais 63 resultaram em vazamentos, conforme Figura II.8-9.



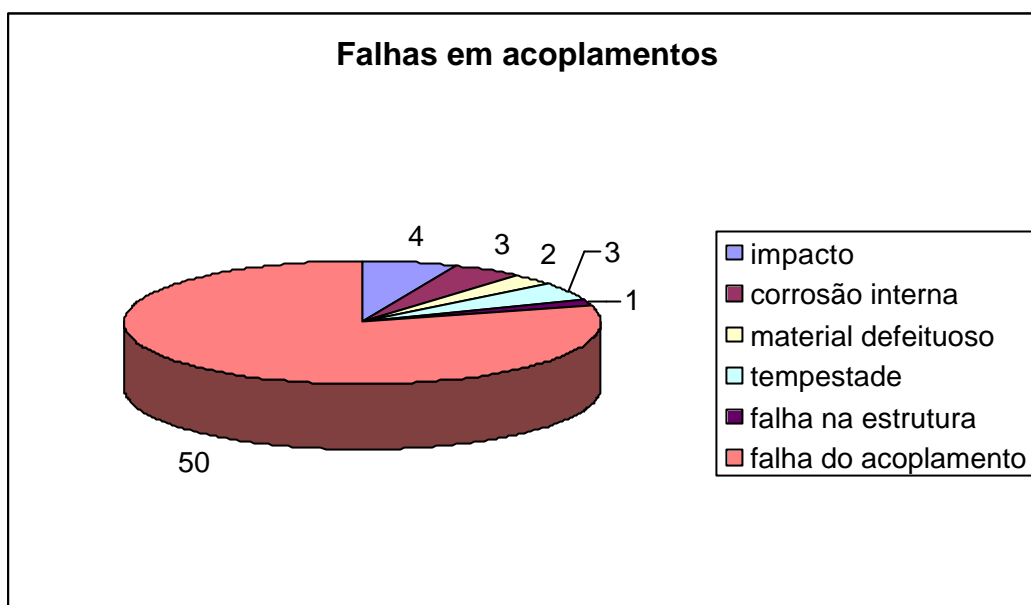


Figura II.8.1-9: Falhas nos acoplamentos. Petrobrás, 1999.

Das 63 falhas de encaixe, 21 ocorreram na plataforma, 11 dentro da zona de segurança da plataforma, 14 no meio do duto (mar aberto), oito dentro de poços submarinos e nove por guindastes. Não foi possível determinar o tamanho equivalente dos diâmetros de furo de todas as 63 falhas associadas aos acoplamentos. Contudo, a descrição de alguns incidentes permitiu a conclusão de que os furos eram maiores que 20 mm em 29% dos casos e maiores que 80 mm em 6% dos casos.

Embora os acoplamentos tenham contribuído fortemente nos casos de vazamentos em oleodutos, não foi possível estabelecer uma taxa de falha específica para os mesmos, pois os dados necessários não se encontravam disponíveis nas bases de dados e documentações de pesquisa. O valor adotado para falhas em flanges e conexões, conforme apresentado na Tabela 8-4, é de  $8,8 \times 10^{-5}$ . Tal valor é da mesma ordem de grandeza do valor mais conservativo apresentado pelo *Offshore Hydrocarbons Release Statistics*:  $3,95 \times 10^{-5}$  (HSE, 2001).

#### Falhas em equipamentos de segurança (SDVs)

Os principais elementos de segurança utilizados no escoamento de gás do sistema AMEG são as SDVs. Segundo Lees (1996, p:791), essas válvulas tem como função impedir que a pressão interna dos gasodutos ultrapasse

em 10% a pressão de trabalho do duto. A revisão de literatura revelou uma deficiência em encontrar dados referentes às SDVs. Peters (1996), revela que o conteúdo da literatura referente a essas válvulas de fechamento automático é direcionado para a operação das mesmas em termos gerais. Em seu trabalho, Peters (1996), apresenta o comportamento de 200 válvulas de fechamento automático ao longo de 15 anos de operação. Desse total, apenas quatro apresentaram vazamentos devido ao desgaste de selos e duas apresentaram falhas mecânicas. Outro dado importante refere-se ao fato de vários operadores entrevistados no estudo revelarem que as válvulas em si são "bem mais confiáveis que os sistemas de controle das mesmas" (Peters, 1996, p: 7). Tal comentário converge valores mais conservativos de taxa de falhas de válvulas ESDV publicadas no *Offshore Hydrocarbon Release Statistics*:  $4.65 \times 10^{-4}$  (HSE, 2001).

Vazamento seguido de formação de bola de fogo, jato de fogo, incêndio em nuvem e explosão.

As principais áreas onde os eventos mencionados acima podem ocorrer são na PGP-1 e na válvula SDV na chegada ao Ponto A. Ambos locais são preocupantes do ponto de vista de riscos ambientais, pois são áreas onde existe a probabilidade de trânsito de funcionários da Petrobrás ou terceiros. No caso de ocorrência de ignição imediata do gás, tem-se a formação de bola de fogo.

Não havendo ignição imediata, pode ocorrer ignição quase imediata levando à formação de jato de fogo. Segundo Lees (1986, p: 521), "o jato de fogo é resultante do vazamento de gás que se estende por um certo tempo". Neste caso o gás pode queimar, sem, contudo, resultar em uma explosão. Bola de fogo e jato de fogo irradiam intenso calor e podem ser letais. Outro efeito letal está relacionado com a "depleção do oxigênio na atmosfera causado pelo jato de fogo" (Lees, 1986, p: 477).

O risco de explosão devido ao vazamento de gás existe na PGP-1 e no Ponto A. O traçado dos dutos, desde o PLEM de PNA-1 até o Ponto A desfavorece a formação de zonas de áreas confinadas. Entretanto, Lees (1986, p: 581) diz que "a problemática da explosão de nuvens de vapor não confinadas são não somente destrutivas bem como podem ocorrer as relativas distâncias do ponto de vazamento podendo, portanto, comprometer considerável área". Davenport (1977) em Lees (1986, p: 581), apresenta dados estatísticos de explosões em nuvem de vapor não confinadas que associam os eventos de explosões com falhas nas válvulas ou dutos. Davenport relata 43 eventos de

explosões, sendo 32 em plantas industriais, oito em transporte e três em outros locais. Dessas 32, oito ocorreram em plantas de refinaria e 24 em plantas petroquímicas. Dos modos de vazamento, 26 resultaram de malfuncionamento de dutos e válvulas. Tais dados históricos apontam para a importância em ter total controle das válvulas SDV, localizadas no Ponto A e na PGP-1. Segundo a literatura, a explosão de nuvem de gás não confinada tem como parâmetro de consequência a sobrepressão nos dutos. Tal fato é confirmado no estudo de caso de *Natchitoches, Louisiana* apresentado em Lees (1986, p:898), que indica que a ocorrência de explosão de um duto de gás natural causado por alta pressão e não por combustão. É importante salientar que existem sistemas de detecção de vazamento de gás instalados nas SDVs.

### **II.8.1.3 Identificação de eventos perigosos**

#### **II.8.1.3.1 Metodologia**

A fim de prover a identificação dos eventos iniciadores de acidentes de forma organizada e sistemática, foi adotada a técnica de análise preliminar de perigos (APP). Dentre as várias técnicas consagradas pela prática de análise de riscos, a APP foi considerada a mais adequada para o estudo dos sistemas da atividade de escoamento de gás e solicitada pelo IBAMA, conforme o Termo de Referência Nº 047/02 para elaboração do presente capítulo do Relatório de Avaliação Ambiental. A presente análise preliminar de perigos abordará riscos de vazamento de gás nos dutos submarinos que compõe o sistema AMEG. A descrição dos sistemas e subsistemas está apresentada no item II.8.1.4 - "Sistemas e subsistemas". Apesar de trabalhar com dados qualitativos, a análise preliminar de perigos apresenta resultados oriundos da interação de informações de Severidade (Tabela 8.1-1) e Frequência (Tabela 8.1-2) em uma Matriz de Risco (Tabela 8.1-3), o que reduz consideravelmente sua aparente subjetividade. Para cada sistema e subsistema do escoamento de gás foram identificados os eventos iniciadores, suas causas e seus efeitos. Neste trabalho, cada cenário de acidente, é definido como um conjunto formado pelo perigo identificado, suas causas, e todos os efeitos físicos possíveis respectivamente decorrentes. Este conjunto é, então, apresentado no item C - Análise de Riscos" sob a forma de uma planilha denominada "Análise Preliminar de Perigos". A partir da análise de riscos, serão elaborados Planos de Gerenciamento de Riscos que visam estabelecer ações preventivas capazes

de minimizar os riscos de ocorrência das hipóteses acidentais identificadas na referida análise.

Tabela 8.1-1: Categoria de severidade

Severidade		
Categoria	Denominação	Descrição das categorias
I	DESPREZÍVEL	Sem danos ou danos insignificantes aos equipamentos, à propriedade e /ou ao meio ambiente.  Não ocorrem lesões / mortes de funcionários, de terceiros (não funcionários) e/ou pessoas (indústrias e comunidade); o máximo que pode ocorrer são casos de primeiros socorros ou tratamento médico menor;
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);  Lesões leves em empregados, prestadores de serviço ou em membros da comunidade;
III	CRÍTICA	Danos severos aos equipamentos, à propriedade e /ou meio ambiente;  Lesões de gravidade moderada em empregados, prestadores de serviço ou em membros da comunidade (probabilidade remota de morte);
IV	CATASTRÓFICA	Danos irreparáveis aos equipamentos, à propriedade e/ou ao meio ambiente (reparação lenta ou impossível)  Provoca mortes ou lesões graves em várias pessoas (empregados, prestadores de serviço ou em membros da comunidade).

Fonte: Chaves,2002.

O critério adotado na Tabela 8-1 auxilia o avaliador quando da execução 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 8.1-2 a seguir.

Tabela 8.1-2: Categoria de Frequências.

Categoria	Denominação	Faixa (oc./ano)	Descrição
A	Extremamente remota	$F < 10^{-4}$	Teoricamente impossível, mas de ocorrência extremamente improvável ao longo da vida útil da instalação.
B	Remota	$10^{-4} \leq F < 10^{-3}$	Não esperado ocorrer durante a vida útil da instalação
C	Improvável	$10^{-3} \leq F < 10^{-2}$	Improvável de ocorrer durante a vida útil
D	Provável	$10^{-2} \leq F \leq 10^{-1}$	Provável de ocorrer até uma vez durante a vida útil da instalação
E	Frequente	$F > 10^{-1}$	Esperado ocorrer várias vezes durante a vida útil da instalação

Fonte: Petrobrás, 2002.

As faixas de frequência apresentadas na Tabela 8.1-2 acima são de caráter quantitativo e tem com objetivo aumentar a confiabilidade nos resultados obtidos na análise preliminar de perigos. Tais taxas de frequência de falhas, são de uso mais comum em outras ferramentas de análise de riscos como árvore de falhas e árvore de eventos. Entretanto, a utilização de tais recursos neste estudo de análise de riscos tem como finalidade conferir maior segurança à execução do estudo. Nesse estudo, as taxas de falhas apresentadas na Tabela 8.1-4 foram obtidas em consulta a documentos fornecidos pela Petrobrás. Os dados compilados na referida tabela são resultado de pesquisas feitas em diversas fontes de dados, como, por exemplo, Offshore Reliability Data Handbook (OREDA), American Institute of Chemical Engineers, Technica e World Offshore Accident Database (WOAD). A Tabela 8.1-5 apresenta taxas de frequências de falhas de banco de dados fornecidas pelo Health and Safe Executive.

Tabela 8.1-4: Frequências Anuais de Falhas de Equipamentos.

Componente	Pequeno Vazamento	Grande Vazamento
Estrutura/tubulações/equipamentos		5,0E-03 (ruptura devido à queda de carga)
Riser	9,0E-06/m	6,0E-07/m
Tubulação	2,8E-07 L/C	2,2E-08 L/C
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
Tomada de instrumento	5,0E-04	2,0E-05
Vasos	1,0E-04	1,0E-05

Fonte: OREDA, AIChE, Technica, WOAD em Petrobrás, 2002 e Chaves, 2002.

Tabela 8.1-5: Frequência anual de falhas de equipamentos da *Offshore Hydrocarbons Release Statistics*.

Componente	Taxa de falhas para vazamento por ano
Flange (> 11")	$9,85 \times 10^{-5}$
Lançadores de <i>pigs</i> (D > 16")	$8,47 \times 10^{-3}$
Recebedores de <i>pigs</i> (D > 16")	$9,93 \times 10^{-3}$
Dutos rígidos de aço (D > 16")	$1,16 \times 10^{-6}$
Riser de aço (D > 16")	$1,84 \times 10^{-5}$
Válvula manual (D > 11")	$1,06 \times 10^{-3}$
Válvula ESDV (D > 11")	$2,85 \times 10^{-4}$

Fonte: HSE, 2001.

Neste estudo não foram considerados apenas eventos que causassem uma emissão direta para o meio-ambiente, dado que a maioria dos acidentes resulta de uma seqüência de eventos. Foram considerados os pequenos e grandes vazamentos, que possam resultar num escalonamento, de acordo o critério apresentado na Tabela 8.1-6 a seguir:

Tabela 8.1-6: Classificação dos vazamentos.

Tamanho do vazamento	Área	Possíveis Efeitos
Pequeno	Aberta	Nenhum
Pequeno	Fechada	Efeitos físicos usuais com possibilidade de escalonamento (ex. incêndios, explosões, etc.).
Grande	Aberta ou fechada	Efeitos físicos usuais com possibilidade de escalonamento (ex. incêndios, explosões, etc.).

Fonte: Petrobrás, 2002.



Para a avaliação dos efeitos físicos foi considerada a existência de possíveis fontes de ignição, e para um possível escalonamento extra unidade/gasodutos, foi considerada a existência ou não de um inventário significativo de material inflamável nas proximidades dos pontos de vazamento. Ou seja, existindo possíveis fontes de ignição, supõe-se que haverá ignição do material liberado, que dependendo do ambiente ser fechado ou não, e de haver uma quantidade significativa de material inflamável ou não, implicará em determinada severidade de consequências. Foi considerado neste estudo que, todos os grandes vazamentos poderão sofrer ignição, dada a presença de diversas fontes de ignição na área, podendo levar a máxima severidade de efeitos físicos. Em termos práticos, o risco de haver acidentes decorrentes de tais vazamentos encontram-se nas SDVs de superfície da PGP-1 e no Ponto A, como pode ser verificado na Figura II.8.1-10.

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 a seguir, classifica os riscos como: 1- Desprezível, 2-Menor, 3-Moderado, 4-Sério e 5-Crítico.



Tabela 8.1-3: Categoria de Risco.

		Severidade			
		I	II	III	IV
Frequência	E	3	4	5	5
	D	2	3	4	5
	C	1	2	3	4
	B	1	1	2	3
	A	1	1	1	2
Frequência: A= Extremamente Remota B=Remota; C=Improvável; D=Provável; E= Frequente		Severidade: I: Desprezível II: Marginal III: Crítica IV: Catastrófica		Risco: 1-Desprezível; 2-Menor; 3-Moderado; 4-Sério; 5-Crítico;	

Fonte: Chaves, 2002.

#### II.8.1.4 Sistemas e Subsistemas

Conforme descrito no item II.8.1.3.1-“Metodologia”, a fim de subsidiar a elaboração do Plano de Gerenciamento de Riscos, deverá ser realizada uma análise preliminar de perigos, o que é feito com auxílio de ferramentas de análise de riscos apresentadas no item anterior e levando em consideração a análise histórica de acidentes descritos no item II.8.1.2. Os cenários acidentais, sistemas e subsistemas identificados como aqueles em que eventos potencialmente causadores de danos ambientais são passíveis de ocorrer durante o escoamento de gás são apresentados na Tabela 8.1-6, a seguir. Os sistemas identificados na Tabela 8.1-7 são apresentados esquematicamente na Figura II.8.1-5.

Tabela 8.1-7: Cenários acidentais, sistemas e subsistemas da AMEG.

ESCOAMENTO DE GÁS DO AMEG		
Cenário Acidental	Sistema	Subsistema
1-Vazamento de gás	1.1- Escoamento de gás no sistema AMEG;	1.1.1-Passagem de gás pelo PLEM de Namorado-1;
		1.1.2-Passagem de gás pelo trecho PLEM de Namorado-1 / SDV submarina de PGP-1;
		1.1.3-Passagem de gás pelo trecho SDV submarina de PGP-1 / SDV superfície de PGP-1
		1.1.4- Passagem de gás pelo trecho SDV de superfície de PGP-1 e SDV submarina de PGP-1.
		1.1.5-Passagem de gás pelo trecho SDV submarina de PGP-1 e SDV do Ponto A.
	1.2- Passagem de <i>pigs</i> pelos dutos.	_____

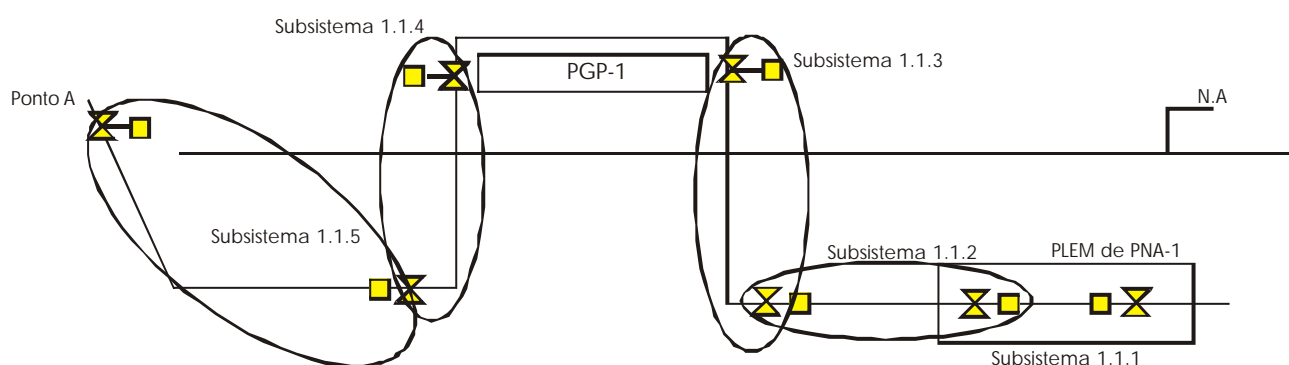


Figura II.8.1-10: Desenho esquemático dos subsistemas.

A partir dos cenários acidentais identificados na Tabela 8.1-7 e com auxílio dos dados históricos apresentados no item “II.8.1.2 Análise histórica de acidentes ambientais”, hipóteses de vazamento de gás serão apresentadas baseados em dois aspectos: Os subsistemas terão seus riscos avaliados segundo as taxas de falhas apresentadas na Tabela 8-4 “Frequências Anuais de Falhas de Equipamentos” e segundo hipóteses de vazamento de gás baseado em volumes que representam as hipóteses de acidentes mais graves, classificando-os em pequenos, médios e grandes acidentes. A seguir, cenários acidentais, sistemas e subsistemas são identificados e discutidos de forma mais detalhada:

### **Cenário Acidental 1: Vazamento de gás.**

O presente relatório de análise de riscos tem como único cenário acidental o vazamento de gás. Tal cenário, caso ocorra através dos sistemas apresentados na Tabela 8.1-4, podem gerar eventos que apresentarão situações de risco que serão apresentados nas planilhas de APP. Entretanto, os riscos de tais eventos causarem danos relevantes ao meio ambiente serão reduzidos com a adequada aplicação do Plano de Gerenciamento de Riscos. Caso ocorram vazamentos, os mesmos podem ser controlados rapidamente com a eficiente aplicação de um Plano de Ação de Emergência. A divisão dos sistemas e subsistemas está detalhada abaixo:

### **Sistema 1.1: Escoamento de gás no sistema AMEG.**

O escoamento de gás vindo originalmente do Campo de Roncador através do duto RG-3 e transferido para o Ponto A será efetuado pelos seguintes subsistemas:

#### **Subsistema 1.1.1 Passagem de gás pelo PLEM de Namorado-1;**

Estes sistemas analisam a probabilidade de falhas durante a operação dos sistemas de válvulas do PLEM de Namorado-1 (Figura II.8.1-3), e, conseqüentemente, a probabilidade de vazamento de gás e conseqüente risco ambiental. Conforme apresentado no item C-1 “Sistemas de Segurança”, as válvulas SDV são fechadas automaticamente caso ocorram as seguintes situações:

- Pressões altas nos dutos;
- Baixas nos dutos;
- Acionamento remoto a partir da estação de supervisão; ou
- Qualquer falha na instrumentação;

Em caso de ocorrência de qualquer um dos seguintes eventos, a válvula de emergência entra em operação de forma a isolar os gasodutos e plantas de produção. Segundo Peters (1998), 89 % das válvulas SDV são do tipo esférica e os 11% restantes, de comporta. Segundo a Petrobras, de forma a conferir a máxima confiabilidade de suas atividades, as válvulas utilizadas como SDV são do tipo esférica. Comparando as informações obtidas na Tabela 8.1-4 de frequências anuais de falhas de equipamentos com as descrições fornecidas na Tabela 8.1-2, obtém-se as taxas de frequência apresentadas na Tabela 8.1-8.

Tabela 8.1-8: Taxa de frequência de falhas da válvula SDV.

Tipo de válvula	Taxa de Frequência anual de Falhas		Descrição
Válvula esfera	Pequenos Vazamentos	$1 \times 10^{-2}$	Improável: Baixa probabilidade de ocorrência ao longo da vida útil da instalação;
	Grandes Vazamentos	$3 \times 10^{-5}$	Extremamente remota: Teoricamente impossível, mas de ocorrência extremamente improvável ao longo da vida útil da instalação.

A taxa de frequência de falhas da válvula esfera para pequenos vazamentos indica uma probabilidade de ocorrência de falhas ao longo da vida útil da válvula. Entretanto, o trabalho conduzido por Peters (1998), revela que as operações das válvulas em si são mais confiáveis

que os sistemas de operação ou os atuadores.<sup>3</sup> das mesmas. Portanto, é importante que as seguintes medidas sejam adotadas para manter o sistema de válvulas operando adequadamente de forma a evitar pequenos ou grandes vazamentos de gás:

- Conduzir adequadamente as limpezas com os pigs de limpeza.

Peters (1998), revela que após a primeira passagem dos pigs pelos dutos, é grande a probabilidade de ocorrência de danos às válvulas devido à abrasão causadas por eventuais impurezas no interior do duto.

- Os sistemas de controle das SDVs deverão possuir sistema de medição de vazão com compensação de temperatura e controle de pressão. Por exemplo, a SDV-2 será controlada remotamente por PNA-1;
- Conduzir adequadamente o teste hidrostático;
- Evitar que válvulas fiquem em uma só posição por longos períodos

Existe a possibilidade de deterioração da gaxeta da válvula caso a válvula fique mantida em uma só posição

- Abrir e fechar as válvulas respeitando o torque máximo permitido.
- Manter pressão e temperatura das válvulas constantes.

Peters (1998), revela que quando um gás é mantido entre dois selos, quando a válvula é fechada, qualquer aumento da temperatura pode aumentar a pressão interior da válvula.

O PLEM de Namorado -1 ainda contém válvulas de fechamento manual. Segundo o relatório produzido pelo *Offshore Hydrocarbon Releases Statistics*, a taxa de falhas mais conservativas para válvulas manuais é da ordem de  $1,06 \times 10^{-3}$  falha por ano. Segundo a Tabela 8-5, é remota a probabilidade de ocorrer uma falha deste tipo.

---

<sup>3</sup> Mecanismo usado para remotamente ou automaticamente abrir e fechar válvulas. (Hyne, 1991).

### **Subsistema 1.1.2 Passagem de gás pelo trecho PLEM de Namorado-1 / SDV submarina de PGP-1;**

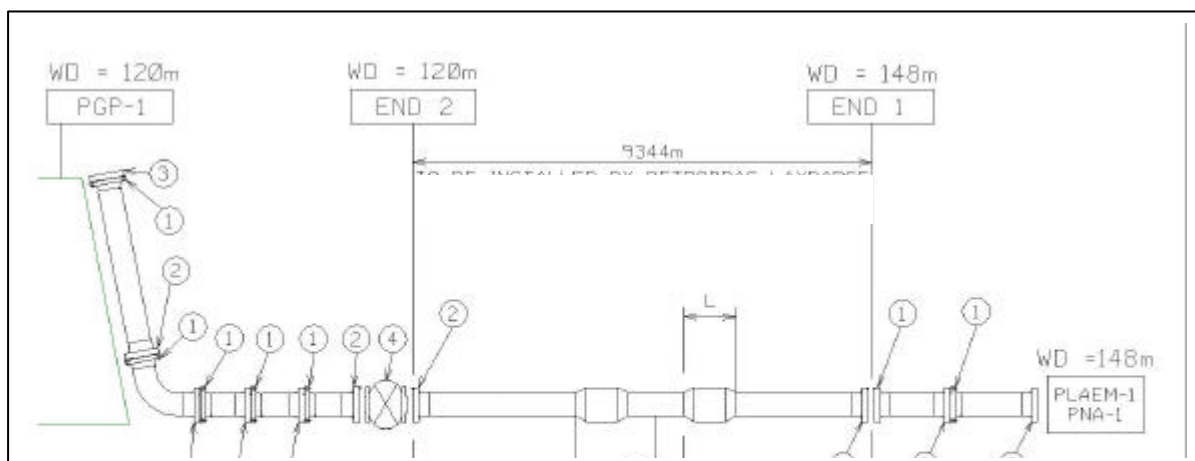


Figura II.8.1-11: Duto de ligação PGP-1 / PLEM-1 de Namorado-1

De maneira a deixar bem definidos os limites e o inventário do gás deste subsistema, optou-se por incluir no mesmo a SDV submarina já apresentada no subsistema 1.1.1. Desta maneira, existe uma superposição entre as SDVs submarinas dos subsistemas 1.1.1 e 1.1.2. Os principais elementos identificados no subsistema são as uniões flangeadas, as válvulas SDVs, e o próprio duto. O desenho acima não indica a SDV pertencente ao PLEM de Namorado-1. Conforme apresentado no item anterior, a taxa de falhas para válvulas SDVs é da ordem de  $1 \times 10^{-2}$  para pequenos vazamentos e  $3 \times 10^{-5}$  para grandes vazamentos. Para o caso das uniões flangeadas, as seguintes taxas de falhas são adotadas:

Tabela 8.1-9: Taxa de frequência de falhas para flanges.

Tipo de união	Taxa de Frequência de Falhas		Descrição
Flanges / conexões	Pequenos Vazamentos	$8,8 \times 10^{-5}$	Extremamente remota: Teoricamente possível, mas de ocorrência extremamente improvável ao longo da vida útil da instalação
	Grandes Vazamentos	—	

### Dutos

São identificadas três situações nas quais os dutos possam apresentar riscos de acidentes ambientais:

#### Ruptura por queda de cargas

Após o lançamento do duto, sempre é possível a interação de embarcações na região com os dutos lançados. Para a execução da seguinte análise de riscos, foi considerada como evento mais provável de gerar riscos ambientais a interação da BGL-1 quando da ancoragem. Segundo a Tabela 8.1-2, dutos utilizados na indústria de petróleo têm uma probabilidade de ter rupturas devido à queda de cargas da ordem de  $5 \times 10^{-3}$  por ano. Comparando este valor com a faixa de frequência de falhas apresentada na Tabela 8.1-2, obtém-se a frequência de falhas por queda de cargas para dutos apresentada na Tabela 8.1-10.

Tabela 8.1-10: Frequência de falhas por queda de cargas para dutos

Taxa de frequência de falhas		Descrição
Pequenos Vazamentos	_____	
Grandes Vazamentos	$5 \times 10^{-3}$	Remota: Ocorrência não esperada ao longo da vida útil da instalação;

Apesar da probabilidade de ocorrência de acidentes de grandes proporções ser improvável, a Petrobrás adotará um plano de ancoragem da BGL-1, que está apresentado em anexo ao final deste relatório e cujas principais medidas são listadas abaixo:

- Âncoras devem ser instaladas a uma distância mínima de 150 metros dos dutos, quando não os estiverem ultrapassando;
- Para uma âncora ser instalada ultrapassando o duto, ela deve ser instalada à 500 metros da obstrução;
- Cabos passando sobre dutos devem estar a uma distância mínima de 20 metros dos mesmos;
- Será usado ROV ou mergulhador para efetuar inspeção, quando a operação exigir distâncias menores que quinze metros.
- Deverá ser estabelecida uma rotina de inspeção que previna o contato entre o duto e o cabo.

### **Corrosão**

Segundo Carr e Preston (1999, p:2), a “probabilidade de ocorrer falhas em gasodutos devido à corrosão é da ordem de  $2,82 \times 10^{-6}$  Km-ano”. Adotando uma postura conservativa, admite-se que a distância entre as duas SDVs submarinas que compõe o subsistema 1.1.2 seja de 8,7 Km. Tem-se, então, que a taxa de frequência de falhas para o duto quanto à corrosão é de:

$TF = (2,82 \times 8,7) / 1000000 = 2,45 \times 10^{-5}$  por ano, ou  $R = e^{(-\lambda L)}$ , onde  $\lambda$  é a taxa de falhas  $2,82 \times 10^{-6}$  Km-ano,  $L$  o comprimento do duto = 8,7 Km e  $R$ , a confiabilidade. Fazendo, então as substituições, vem:



$$R = 1 - e^{(-2,82 \times 10^{-6} \times 8,7)} = 2,423 \times 10^{-5} \text{ ocorrências por ano.}$$

Comparando a taxa anual de falhas acima com o valor apresentado na Tabela 8.1-2 para corrosão, verifica-se que a frequência para este evento é extremamente remota, ou seja, é teoricamente possível, mas de ocorrência extremamente improvável ao longo da vida útil do duto.

Tal resultado está de acordo com Carr e Preston (1999, p:2), que revelam que desde a época que, "dutos submarinos são excepcionalmente livres de corrosão externa, exceto em temperaturas abaixo de zero". Apesar desse aspecto, a Petrobrás adotará as seguintes medidas de maneira a proteger os dutos contra a corrosão e evitar vazamentos de gás:

#### **Revestimento anticorrosivo**

Será adotado o revestimento de polietileno de tripla camada de 3,2 mm.

#### **Revestimento de concreto**

O seguinte critério será adotado para o revestimento do duto:

Tabela 8.1-11: Revestimento do duto PLEM de Namorado-1 / PGP-1.

Espessura (pol)	Densidade (Kg / m <sup>3</sup> )
1,5	2240

#### **Proteção Catódica**

Serão instalados anodos de alumínio ao longo do duto, conforme Tabela 8.1-12.

Tabela 8.1-12: Proteção Catódica

Espessura (pol)	Largura (mm)	Quantidade
1,5	1194	80

Os dutos estão dimensionados para atender a uma vida útil de 30 anos, pressão de projeto de 180 Kgf/ cm<sup>2</sup> e uma temperatura de projeto de 25°C.

### **Instabilidade da área de assentamento**

A área onde o duto será assentado é livre de instabilidade. Portanto, o risco de colapso do duto é mínimo. Tendo em vista que já existem dutos lançados na área, como o duto RG-4, pode-se dizer que o lançamento dos dutos não terão maiores consequências.

### **Quantitativo do volume de gás**

Esse sistema contempla a passagem de gás pelo duto de 20" de diâmetro no sentido PLEM de Namorado -1 / PGP-1 na região compreendida entre as duas SDVs. Tem-se que  $V = L \times \pi R^2$ , onde L = comprimento do duto em metros e R o raio em metros. Sendo L = 8700m e R = 20", temos  $V = 8700 \times \pi \times (20 \times 0,0254)^2 = 7050\text{m}^3$  de gás.

Tabela 8.1-13: Quantitativos de volume de gás para o sistema 1.1.2.

Gás (m <sup>3</sup> )	
Tipo de Vazamento	Passagem de gás sistema 1.1.2
Pequenos	$0 < PV \leq 200$
Médios	$200 < MV \leq 1000$
Grandes	$1000 < GV \leq 7050$

A partir dos resultados apresentados de frequência de falhas de acidentes originários por queda de cargas, vazamentos causados por mau funcionamento de válvulas e flanges, corrosão nos dutos ou instabilidade da área onde os dutos estão localizados, pode-se apresentar o seguinte resumo de frequência de falhas do subsistema 1.1.2:

Tabela 8.1-14: Frequência de falhas do subsistema 1.1.2.

Frequência de falhas (ano)		
Evento	Pequenos Vazamentos	Grandes Vazamentos
Falha de SDV	$1 \times 10^{-2}$	$3 \times 10^{-5}$
Falha de Flange	$8,8 \times 10^{-5}$	-----
Queda de cargas	-----	$5 \times 10^{-3}$
Corrosão	-----	$2,423 \times 10^{-5}$
Instabilidade da área de assentamento do duto	-----	-----

É importante mencionar que os dados apresentados acima estão fundamentados na análise histórica de acidentes envolvendo transporte de gás pela Petrobrás e também em informações obtidas em bancos de dados internacionais e em literatura relevante e trabalhos abordando técnicas de análise de riscos aplicada ao uso de gasodutos em atividades *offshore*.

**Subsistema 1.1.3** Passagem de gás pelo trecho SDV submarina de PGP-1 e SDV superfície de PGP-1.

**Subsistema 1.1.4** Passagem de gás pelo trecho SDV de superfície de PGP-1 e SDV submarina de PGP-1

A área de interesse dos sistemas 1.1.3 e 1.1.4 está definida na Figura II.8.1-5. Incluem duas SDVs de superfície localizadas na PGP-1, duas SDVs submarinas, flanges e os dutos propriamente ditos.

O procedimento de análise de frequência de falhas das SDVs e das flanges é semelhante ao utilizado na análise do sistema 1.1.2. Da mesma forma, a frequência de falhas dos dutos para acidentes por queda de cargas pode ser considerado como a mesma.

A taxa de frequência de falhas do duto quanto à corrosão será obtida para os sistemas 1.1.2 e 1.1.3 da seguinte forma:

Conforme apresentado para o subsistema 1.1.2, a probabilidade de ocorrer falhas em gasodutos devido à corrosão é da ordem de  $2,82 \times 10^{-6}$  Km-ano".

Para os sistemas 1.1.3 e 1.1.4 o comprimento linear do duto entre as SDVs submarinas e as de superfície é de 0,260 Km para cada sistema. Dessa forma, a taxa de frequência de falhas para o duto quanto à corrosão é de:

$TF = (2,82 \times 0,260) / 1000000 = 7,33 \times 10^{-7}$  por ano. Refazendo o cálculo exponencialmente, tem-se:  $R = e^{(-\lambda L)}$ , onde  $\lambda$  é a taxa de falhas  $2,82 \times 10^{-6}$  Km-ano, L o comprimento do duto = 0,26 Km e R, a confiabilidade. Fazendo, então as substituições, vem:

$$R = 1 - e^{(-2,82 \times 10^{-6} \times 0,260)} = 7,33 \times 10^{-7} \text{ ocorrências por ano.}$$

Comparando o valor obtido com o valor apresentado na Tabela 8.1-2, verifica-se que a categoria de frequência é extremamente remota. O evento é teoricamente possível, mas de ocorrência extremamente improvável ao longo da vida útil do duto.

### **Quantitativo do volume de gás**

Esse sistema contempla a passagem de gás por um duto de 20" de diâmetro (trecho do subsistema 1.1.3) e um duto de 22" de diâmetro (trecho do subsistema 1.1.4). Os volumes para cada trecho são calculados a seguir:

#### **Trecho subsistema 1.1.3**

Tem-se que  $V = L \times \pi R^2$ , onde L = comprimento do duto em metros e R o raio em metros. Sendo L = 260m e R = 20", temos  $V = 260 \times \pi \times (20 \times 0,0254)^2 = 210\text{m}^3$  de gás.

Tabela 8.1-15: Quantitativos de volume de gás para o sistema 1.1.3.

Gás (m <sup>3</sup> )	
Tipo de Vazamento	Passagem de gás pelo sistema 1.1.3
Pequenos	$0 < PV \leq 30$
Médios	$30 < MV \leq 50$
Grandes	$50 < GV \leq 210$

#### Trecho subsistema 1.1.4

Tem-se que  $V = L \times \pi R^2$ , onde  $L$  = comprimento do duto em metros e  $R$  o raio em metros. Sendo  $L = 260\text{m}$  e  $R = 22''$ , temos  $V = 260 \times \pi \times (22 \times 0,0254)^2 = 254\text{m}^3$  de gás.

Tabela 8.1-16: Quantitativos de volume de gás para o sistema 1.1.4.

Gás (m <sup>3</sup> )	
Tipo de Vazamento	Passagem de gás pelo sistema 1.1.4
Pequenos	$0 < PV \leq 30$
Médios	$30 < MV \leq 50$
Grandes	$50 < GV \leq 254$

Nos subsistemas 1.1.3 e 1.1.4, o cenário acidental de vazamento pode ocasionar risco de incêndio seguido de explosão, conforme apresentado na análise histórica, caso ocorra vazamento de gás natural pelas SDVs de superfície localizadas na PGP-1. Os quantitativos dos volumes de gás vazados adotados para ambos sistemas serão os apresentados nas Tabelas 8.1.14 e 8.1.15.

Segundo Kletz, (1977) em Lees, (1986, p: 582), a frequência estimada de explosão de nuvem de vapor não confinada causada por falhas em dutos é da ordem de  $10^{-4}$  a  $10^{-3}$ , valor que segundo a Tabela 8.1-2 indica uma frequência remota de ocorrência do evento.

#### **Subsistema 1.1.5 Passagem de gás pelo trecho SDV submarina de PGP-1 e SDV do Ponto A**

A área de interesse do sistema 1.1.5 está definida nas Figuras II.8-5 e II.8-6 abaixo. Inclui uma SDV submarina localizada no duto, uma SDV de superfície localizada no ponto A (não indicada no desenho abaixo), flanges e o duto propriamente dito.

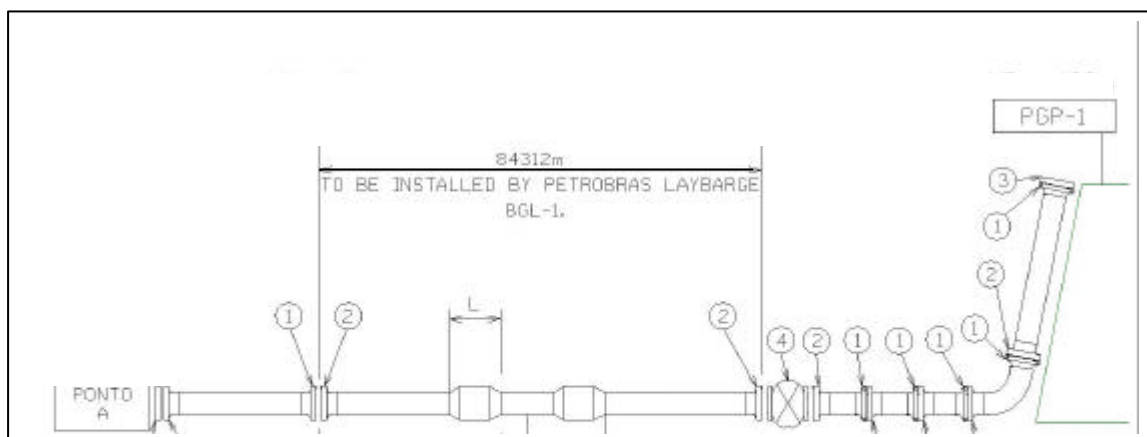


Figura II.8.1-12: Desenho esquemático do trecho PGP-1 / Ponto A.

O procedimento de análise de frequência de falhas das SDVs e dos flanges é semelhante ao utilizado na análise dos sistemas 1.1.2, 1.1.3 e 1.1.4. Da mesma forma, a frequência de falhas dos dutos para acidentes por queda de cargas pode ser considerado como a mesma.

A taxa de frequência de falhas do duto quanto à corrosão será obtida para o sistema 1.1.5 da seguinte forma:

A probabilidade de ocorrer falhas em gasodutos devido à corrosão é da ordem de  $2,82 \times 10^{-6}$  Km-ano (Carr e Preston, 1999). Para o sistema 1.1.5, o comprimento linear do duto entre a SDV submarina e a de superfície é de, 83,870 Km (subtraindo o trecho de 130 m) Dessa forma, pode-se obter a taxa de frequência de falhas para o duto quanto a corrosão é de:

$TF = (2,82 \times 83,870) / 1000000 = 2,36 \times 10^{-4}$  por ano. Refazendo o cálculo exponencialmente, tem-se:  $R = e^{(-\lambda L)}$ , onde  $\lambda$  é a taxa de falhas  $2,82 \times 10^{-6}$  Km-ano, L o comprimento do duto = 83,870 Km e R, a confiabilidade. Fazendo, então as substituições, vem:

$$R = 1 - e^{(-2,82 \times 10^{-6} \times 83,870)} = 2,36 \times 10^{-4} \text{ ocorrências por ano.}$$

Entrando com a taxa anual de falhas acima na Tabela 8.1-2, verifica-se que a categoria de frequência é remota. O evento não é esperado ao longo da vida útil do duto.

### **Quantitativo do volume de gás**

Esse sistema contempla a passagem de gás por um duto de 22" de diâmetro, trecho correspondente entre a SDV submarina e a de superfície. Os volumes para o trecho são calculados a seguir:

#### **Trecho subsistema 1.1.5**

Tem-se que  $V = L \times \pi R^2$ , onde  $L$  = comprimento do duto em metros e  $R$  o raio em metros. Sendo  $L = 83870\text{m}$  e  $R = 22"$ , temos  $V = 83870 \times \pi \times (22 \times 0,0254)^2 = 82233,55 \text{ m}^3$  de gás.

Tabela 8.1-17: Quantitativos de volume de gás para o sistema 1.1.5.

Gás (m <sup>3</sup> )	
Tipo de Vazamento	Passagem de gás pelo sistema 1.1.5
Pequenos	$0 < PV \leq 200$
Médios	$200 < MV \leq 1000$
Grandes	$1000 < GV \leq 82233,55$

Da mesma maneira que o subsistema 1.1.3 e 1.1.4, o risco à explosão em caso de vazamento de gás pela válvula SDV no ponto A é considerado.

A Petrobrás adotará os seguintes critérios visando a proteção contra corrosão nos dutos e elementos do sistema 1.1.5:

### **Revestimento anticorrosivo**

Será adotado o revestimento de polietileno de tripla camada de 3,2 mm.

### **Revestimento de concreto**

O seguinte critério será adotado para o revestimento do duto:

Tabela 8.1-18: Revestimento do duto PGP-1 / Ponto A.

Espessura (pol)	Comprimento do Trecho (m)	Densidade (Kg / m <sup>3</sup> )
3,5	2788,80	3040
3,0	13809,6	3040
2,5	34697,60	2240
1,5	30833,60	2240

### **Proteção Catódica**

Serão instalados anodos de alumínio ao longo do duto, conforme tabela abaixo:

Tabela 8.1-19: Proteção Catódica

Espessura (pol)	Largura (mm)
3,5	260
3,0	310
2,5	380
1,5	1200

Os dutos estão dimensionados para atender a uma vida útil de 30 anos, pressão de projeto de 180 Kg/ cm<sup>2</sup> e uma temperatura de projeto de 25°C.

### **Sistema 1.2: Passagem de *pig* pelos dutos**

Este sistema compreende todos os equipamentos e acessórios utilizados, lançamento, trajetória e recebimento de *pigs* de limpeza e de instrumentação. A intenção da análise de riscos ambientais deste sistema é verificar a taxa de frequência de falhas dos *pigs*, não só quando do lançamento e recebimento, mas também durante seu trajeto ao longo dos dutos. Desta maneira, seria de fundamental importância utilizar taxas de frequências de falhas dos *pigs* quando em operação, dados não obtidos na análise histórica de acidentes. Devido a essa limitação técnica, foram



adotados somente os dados de taxa de falhas de recebedores e lançadores de *pig* do banco de dados do *Offshore Hydrocarbon Releases Statistics*, conforme apresentado na Figura II.8.1-5. Os valores para a taxa de frequência de falhas anuais de recebedores e lançadores de *pigs*, são, respectivamente,  $8,47 \times 10^{-3}$  e  $9,93 \times 10^{-3}$

### **Quantitativo do volume de gás**

O volume de gás adotado para escalonar os vazamentos de gás entre grandes e pequenos consistirá de todo o inventário de gás. Dessa maneira, o total de volume de gás do inventário do sistema AMEG será composto do total de gás dos sistemas 1.1.2, 1.1.3, 1.1.4 e 1.1.5, ou seja:  $(7050 + 210 + 254 + 82233,55)\text{m}^3 = 89747 \text{ m}^3$ .

Tabela 8.1-20: Quantitativo de vazamento de gás em falha de *pigs*.

Gás (m <sup>3</sup> )	
Tipo de Vazamento	Passagem de <i>pigs</i>
Pequenos	$0 < PV \leq 200$
Médios	$200 < MV \leq 1200$
Grandes	$1200 < GV \leq 89747,55$

A análise dos cinco sistemas apresentou os seguintes cenários acidentais e suas respectivas causas:

Tabela 8.1-21: Frequência de falhas dos subsistemas.

	Eventos acidentais							
	Falha na SDV		Falha nos Flanges		Impacto Mecânico		Corrosão	
	PV	GV	PV	GV	PV	GV	PV	GV
Subsistema 1.1.1	$1 \times 10^{-2}$	$3 \times 10^{-5}$						
Subsistema 1.1.2	$1 \times 10^{-2}$	$3 \times 10^{-5}$	$8,8 \times 10^{-5}$			$5 \times 10^{-3}$		$2,423 \times 10^{-5}$
Subsistema 1.1.3	$1 \times 10^{-2}$	$3 \times 10^{-5}$	$8,8 \times 10^{-5}$			$5 \times 10^{-3}$		$7,33 \times 10^{-7}$
Subsistema 1.1.4	$1 \times 10^{-2}$	$3 \times 10^{-5}$	$8,8 \times 10^{-5}$			$5 \times 10^{-3}$		$7,33 \times 10^{-7}$
Subsistema 1.1.5	$1 \times 10^{-2}$	$3 \times 10^{-5}$	$8,8 \times 10^{-5}$			$5 \times 10^{-3}$		$2,36 \times 10^{-4}$

#### D. Análise dos Riscos

Esta seção apresenta as planilhas de Análise Preliminar de Perigos. A apresentação das APPs fornecerão subsídios para auxílio na tomada de decisões, através da avaliação qualitativa dos riscos ambientais apresentados pela atividade de escoamento de gás. É importante salientar que os resultados da combinação dos valores de severidade com a frequência dos eventos têm como função reduzir o grau de subjetividade do método de Análise Preliminar de Perigos.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS							
Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/Cabiúnas, na Bacia de Campos.							
Cenário: Vazamento de gás.							
Sistema: Escoamento de gás no sistema AMEG						APP 1	
Subsistema 1.1.1: Passagem de gás pelo PLEM de Namorado-1						Data: 26/08/ 02	Revisão: 0.0
Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Pequeno vazamento (PV) de gás inflamável (gás natural) pela(s) SDV(s)  Falhas por ano da válvula de esfera para pequenos vazamentos: $1 \times 10^{-2}$ .	1-Fechamento indevido das SDVs ou válvulas de superfície; 2-Mal funcionamento das válvulas ao abrir e ao fechar; 3-Vazamento interno das válvulas; 4-Problemas na supervisão remota das válvulas;	1-Por instrumentos 2-Supervisão remota das válvulas;	1-Possibilidade de vazamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	D	II	3	R1) Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas SDV e de fechamento manual; R2) Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R3)Conduzir adequadamente a limpeza com os <i>pigs</i> de limpeza de modo a evitar impurezas nas válvulas. R4) Conduzir adequadamente a inspeção com os <i>pigs</i> instrumentados; R5) Controlar a pressão e temperatura das válvulas SDV; R6) Manter a postos uma equipe de manobras operacionais para proceder com o fechamento manual da válvula, caso o fechamento automático não esteja funcionando; R7) Proceder com supervisão das válvulas com ROV (veículo de operação remota). R8) Proceder adequadamente o teste hidrostático
Pequeno vazamento (PV) de gás inflamável pela válvula de fechamento manual;  Falhas por ano da válvula de fechamento manual: $1,06 \times 10^{-3}$ .	5- Abertura indevida da válvula de bloqueio do canhão receptor na operação de recebimento de pig (problema pneumático)			C	II	2	C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3;

## ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG

APP N° 2

Subsistema 1.1.1: Passagem de gás pelo PLEM de Namorado-1

Data: 26/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
1-Grande vazamento (GV) de gás inflamável (gás natural) pela(s) SDV(s) e / ou pela válvula de fechamento manual; Falhas por ano da válvula de esfera para grandes vazamentos: $3 \times 10^{-5}$ .	1-Fechamento indevido das SDVs ou válvulas de superfície; 2-Mal funcionamento das válvulas ao abrir e ao fechar; 3-Vazamento interno das válvulas; 4-Problemas na supervisão remota das válvulas; 5- Abertura indevida da válvula de bloqueio do canhão receptor na operação de recebimento de pig (problema pneumático)	1-Por instrumentos 2-Supervisão remota das válvulas	1-Possibilidade de vazamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	A	IV	2	R1) Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas SDV e de fechamento manual; R2) Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R3) Conduzir adequadamente a limpeza com os pigs de limpeza de modo a evitar impurezas nas válvulas. R4) Conduzir adequadamente a inspeção com os pigs instrumentados; R5) Controlar a pressão e temperatura das válvulas SDV; R6) Manter a postos uma equipe de manobras operacionais para proceder com o fechamento manual da válvula, caso o fechamento automático não esteja funcionando; R7) Proceder com supervisão das válvulas com ROV (veículo de operação remota). R8) Proceder adequadamente o teste hidrostático C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3;
2- Grande vazamento (GV) de gás inflamável (gás natural) pela válvula de fechamento manual; Falhas por ano da válvula de fechamento manual: $1,06 \times 10^{-3}$ .				C	IV	4	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS							
Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas, na Bacia de Campos.							
Cenário: Vazamento de gás							
Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG						APP N° 3	
Subsistema 1.1.2-Passagem de gás pelo trecho PLEM de Namorado-1 / SDV submarina de PGP-1						Data: 15/07/ 02	Revisão: 0.0
Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
1-Pequeno vazamento (PV) de gás inflamável (gás natural) pela(s) SDV(s) ( $0 < PV \leq 200$ ) m <sup>3</sup>  <b>Observação:</b> -Falhas por ano da válvula de esfera (SDV) para pequenos vazamentos: $1 \times 10^{-2}$ .	1-Fechamento indevido das SDVs; 2-Mal funcionamento das válvulas ao abrir e ao fechar; 3-Vazamento interno das válvulas; 4-Problemas na supervisão remota das válvulas; 5- Abertura indevida da válvula de bloqueio do canhão receptor na operação de recebimento de pig (problema pneumático)	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de vazamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	D	II	3	R1) Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas SDV; R2) Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R3) Conduzir adequadamente a limpeza com os pigs de limpeza de modo a evitar impurezas nas válvulas; R4) Conduzir adequadamente a inspeção com os pigs instrumentados; R5) Controlar a pressão e temperatura das válvulas SDV; R6) Manter a postos uma equipe de manobras operacionais para proceder com o fechamento manual da válvula, caso o fechamento automático não esteja funcionando; R7) Proceder com supervisão das válvulas com ROV (veículo de operação remota). R8) Proceder adequadamente o teste hidrostático C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3;

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS							
Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/Cabiúnas, na Bacia de Campos.							
Cenário: Vazamento de gás							
Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG						APP N° 4	
Subsistema 1.1.2-Passagem de gás pelo trecho PLEM de Namorado-1 / SDV submarina de PGP-1						Data: 20/08/ 02	Revisão: 0.0
Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Grande vazamento (GV) de gás inflamável (gás natural) pela(s) SDV(s) (m <sup>3</sup> ) (1000<GV<=7050)  <b>Observação:</b> Falhas por ano da válvula de esfera para grandes vazamentos: 3 x 10 <sup>-5</sup> .	1-Fechamento indevido das SDVs; 2-Mal funcionamento das válvulas ao abrir e ao fechar; 3-Vazamento interno das válvulas; 4-Problemas na supervisão remota das válvulas; 5- Abertura indevida da válvula de bloqueio do canhão receptor na operação de recebimento de pig (problema pneumático	1-Visual; 2-Por instrumentos	1-Possibilidade de vazamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	A	IV	2	R1) Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas SDV; R2) Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R3)Conduzir adequadamente a limpeza com os pigs de limpeza de modo a evitar impurezas nas válvulas. R4) Conduzir adequadamente a inspeção com os pigs instrumentados; R5) Controlar a pressão e temperatura das válvulas SDV; R6) Manter a postos uma equipe de manobras operacionais para proceder com o fechamento manual da válvula, caso o fechamento automático não esteja funcionando; R7) Proceder com supervisão das válvulas com ROV (veículo de operação remota). R8) Proceder adequadamente o teste hidrostático C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3;



### ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG

APP N° : 5

Subsistema 1.1.2-Passagem de gás pelo trecho PLEM de Namorado-1 / SDV submarina de PGP-1

Data: 26/02/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
1-Pequeno vazamento de gás pelo flange (0<PV<200)m <sup>3</sup>  Observação: Taxa de falhas para a flange para pequenos vazamentos : 8,8 x 10 <sup>-5</sup>	1-Vazamento de gás pelo selo do flange	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de derramamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	A	II	1	R1-Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R2- Proceder com supervisão das flanges com ROV (veículo de operação remota); R3- Proceder adequadamente o teste hidrostático; R4- Controlar a pressão e temperatura do gás nos dutos, flanges e válvulas SDV C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3



### ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/Cabiúnas, na Bacia de Campos..

Cenário: Vazamento de gás

Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG

APP N° 6

Subsistema 1.1.2-Passagem de gás pelo trecho PLEM de Namorado-1 / SDV submarina de PGP-1

Data: 26/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de Detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
- Grande vazamento de gás pelo flange (1000<GV<7050)m <sup>3</sup>  <b>Observação:</b> Taxa de falhas para a flange para grandes vazamentos:não informada	1-Vazamento de gás pelo selo do flange	1-Por instrumentos ;	1-Possibilidade de derramamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	A	II	1	R1-Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R2- Proceder com supervisão das flanges com ROV (veículo de operação remota); R3- Proceder adequadamente o teste hidrostático; R4- Controlar a pressão e temperatura do gás nos dutos, flanges e válvulas SDV C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3



#### .4ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG

APP N° 7

Subsistema 1.1.2-Passagem de gás pelo trecho PLEM de Namorado-1 / SDV submarina de PGP-1

Data: 15/07/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Pequeno vazamento de gás pelo duto (0<PV<200) m <sup>3</sup> . Taxa de frequência de falhas do duto por queda de cargas para pequenos vazamentos: não informada.	-Ruptura por queda de cargas;	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de derramamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas	B	II	1	R1- As âncoras da BGL-1 devem ser lançadas de modo a manter uma distância mínima de 150 metros dos dutos, quando não os estiverem ultrapassado; R2- Para uma âncora ser instalada ultrapassando o duto, ela deve ser instalada à 500 metros da obstrução; R3-Será usado ROV ou mergulhador para efetuar inspeção, quando a operação exigir distâncias menores que quinze metros. R4-Deverá ser estabelecida uma rotina de inspeção que previna o contato entre a âncora e o duto. R5- Os procedimentos de ancoragem da BGL-1 estão apresentados ao final do item II-8; R6- O duto apresenta revestimento de polietileno de tripla camada de 3,2mm de espessura; R7- O duto apresenta revestimento de concreto de 1,5 polegadas de espessura; R7- Assegurar que os dutos estejam adequadamente revestidos; R9-O duto apresenta proteção catódica conforme Tabela 8-11 apresentada no capítulo II-8 do presente Relatório de Avaliação Ambiental; R10- Conduzir periodicamente limpezas internas dos dutos por meio de <i>pigs</i> de limpeza; R11- Conduzir periodicamente inspeções internas dos dutos por meio de <i>pigs</i> instrumentados; C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA -1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3
Pequeno vazamento de gás pelo duto (0<PV<200) m <sup>3</sup> . Taxa de frequência de falhas de corrosão nos dutos 2,43 x 10 <sup>-5</sup> ocorrências por ano.	-Má proteção catódica nos dutos; -Má proteção da camada de concreto e polietileno.			A	II	1	

## ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A / Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG

APP N° 8

Subsistema 1.1.2-Passagem de gás pelo trecho PLEM de Namorado-1 / SDV submarina de PGP-1

Data: 20/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Grande vazamento de gás natural pelo duto (1000<GV<7050) m <sup>3</sup> Taxa de frequência de falhas para ruptura por queda de cargas: 5 x 10 <sup>-3</sup> ocorrências por ano;	-Ruptura por queda de cargas;	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de derramamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas	C	III	3	R1- As âncoras da BGL-1 devem ser lançadas de modo a manter uma distância mínima de 150 metros dos dutos, quando não os estiverem ultrapassado; R2- Para uma âncora ser instalada ultrapassando o duto, ela deve ser instalada à 500 metros da obstrução; R3-Será usado ROV ou mergulhador para efetuar inspeção, quando a operação exigir distâncias menores que quinze metros. R4-Deverá ser estabelecida uma rotina de inspeção que previna o contato entre a âncora e o duto. R5- Os procedimentos de ancoragem da BGL-1 estão apresentados ao final do item II-8; R6- O duto apresenta revestimento de polietileno de tripla camada de 3,2mm de espessura; R7- O duto apresenta revestimento de concreto de 1,5 polegadas de espessura; R7- Assegurar que os dutos estejam adequadamente revestidos; R9-O duto apresenta proteção catódica conforme Tabela 8-11 apresentada no capítulo II-8 do presente Relatório de Avaliação Ambiental; R10- Conduzir periodicamente limpezas internas dos dutos por meio de <i>pigs</i> de limpeza; R11- Conduzir periodicamente inspeções internas dos dutos por meio de <i>pigs</i> instrumentados C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3
Grande vazamento de gás natural pelo duto (1000<GV<7050) m <sup>3</sup> Taxa de frequência de falhas para corrosão nos dutos: 2,43 x 10 <sup>-5</sup> ocorrências por ano	-Má proteção catódica nos dutos; -Má proteção da camada de concreto e polietileno;			A	III	1	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS							
Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas, na Bacia de Campos.							
Cenário: Vazamento de gás							
Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG						APP N° 9	
Subsistema 1.1.3-Passagem de gás pelo trecho SDV submarina de PGP-1 e SDV de superfície de PGP-1.						Data: 26/08/ 02	Revisão: 0.0
Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Pequeno vazamento (PV) de gás inflamável (gás natural) pela(s) SDV(s); ( $0 < PV \leq 30$ )m <sup>3</sup> Falhas por ano da válvula de esfera para pequenos vazamentos: $1 \times 10^{-2}$ .	1-Fechamento indevido das SDVs; 2-Mal funcionamento das válvulas ao abrir e ao fechar; 3-Vazamento interno das válvulas; 4-Problemas na supervisão remota das válvulas; 5- Abertura indevida da válvula de bloqueio do canhão receptor na operação de recebimento de pig (problema pneumático)	1-Por instrumentos 2-Supervisão remota das válvulas;	1-Possibilidade de vazamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	D	II	3	R1) Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas SDV e de fechamento manual; R2) Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R3)Conduzir adequadamente a limpeza com os pigs de limpeza de modo a evitar impurezas nas válvulas. R4) Conduzir adequadamente a inspeção com os pigs instrumentados; R5) Controlar a pressão e temperatura das válvulas SDV; R6) Manter a postos uma equipe de manobras operacionais para proceder com o fechamento manual da válvula, caso o fechamento automático não esteja funcionando; R7) Proceder com supervisão das válvulas com ROV (veículo de operação remota). R8) Proceder adequadamente o teste hidrostático C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3

## ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG

APP N° 10

Subsistema 1.1.3-Passagem de gás pelo trecho SDV submarina de PGP-1 e SDV de superfície de PGP-1.

Data: 26/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Grande vazamento (GV) de gás inflamável (gás natural) pela(s) SDV(s) ( $50 < GV \leq 210$ ) m <sup>3</sup> ;  Falhas por ano da válvula de esfera para grandes vazamentos: $3 \times 10^{-5}$ .	1-Fechamento indevido das SDVs ou válvulas de superfície; 2-Mal funcionamento das válvulas ao abrir e ao fechar; 3-Vazamento interno das válvulas; 4-Problemas na supervisão remota das válvulas; 5- Abertura indevida da válvula de bloqueio do canhão receptor na operação de recebimento de pig (problema pneumático	1-Por instrumentos 2-Controle remoto das válvulas	1-Possibilidade de vazamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;  2-Possibilidade de vazamento de gás no <i>cellar deck</i> causando incêndio em nuvem, incêndio em jato, explosão com possibilidade de propagação.	A	IV	2	R1) Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas SDV e de fechamento manual; R2) Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R3)Conduzir adequadamente a limpeza com os pigs de limpeza de modo a evitar impurezas nas válvulas. R4) Conduzir adequadamente a inspeção com os pigs instrumentados; R5) Controlar a pressão e temperatura das válvulas SDV; R6) Manter a postos uma equipe de manobras operacionais para proceder com o fechamento manual da válvula, caso o fechamento automático não esteja funcionando; R7) Proceder com supervisão das válvulas com ROV (veículo de operação remota). R8) Proceder adequadamente o teste hidrostático; R9) Proceder com adequada sinalização na PNA-1 alertando sobre áreas de risco de incêndio; C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3;



### ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento da gás

Sistema : Escoamento de gás do sistema AMEG;

APP N° 11

Subsistema 1.1.3-Passagem de gás pelo trecho SDV submarina de PGP-1 e SDV de superfície de PGP-1

Data: 26/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento de gás pelo flange (0<PV<=30)m <sup>3</sup>  Observação: Taxa de falhas para a flange para pequenos vazamentos : 8,8 x 10 <sup>-5</sup>	1-Vazamento de gás pelo selo do flange	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de derramamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	A	II	1	R1-Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R2- Proceder com supervisão das flanges com ROV (veículo de operação remota); R3- Proceder adequadamente o teste hidrostático; R4- Controlar a pressão e temperatura do gás nos dutos, flanges e válvulas SDV C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3



### ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG

APP 12

Subsistema 1.1.3-Passagem de gás pelo trecho SDV submarina de PGP-1 e SDV de superfície de PGP-1

Data: 26/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Grande vazamento de gás pelo flange (50<GV<210)m <sup>3</sup>  <b>Observação:</b> Taxa de falhas para o flange para grandes vazamentos: não informada	1-Vazamento de gás pelo selo do flange	1-Por instrumentos ;	1-Possibilidade de vazamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;  2-Possibilidade de vazamento de gás no <i>cellar deck</i> causando incêndio em nuvem, incêndio em jato, explosão com possibilidade de propagação.	B	IV	3	R1-Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R2- Proceder com supervisão dos flanges com ROV (veículo de operação remota); R3- Proceder adequadamente o teste hidrostático; R4- Controlar a pressão e temperatura do gás nos dutos, flanges e válvulas SDV R5) Proceder com adequada sinalização na PNA-1 alertando sobre áreas de risco de incêndio; C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS							
Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/Cabiúnas, na Bacia de Campos.							
Cenário: Vazamento de gás							
Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG						APP N 13	
Subsistema 1.1.3-Passagem de gás pelo trecho SDV submarina de PGP-1 e SDV de superfície de PGP-1						Data: 26/08/ 02	Revisão: 0.0
Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Pequeno vazamento de gás pelo duto ( $0 < PV \leq 30$ )m <sup>3</sup> . Taxa de frequência de falhas do duto por queda de cargas: não informada.	-Ruptura por queda de cargas;	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de derramamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas	B	II	1	R1- As âncoras da BGL-1 devem ser lançadas de modo a manter uma distância mínima de 150 metros dos dutos, quando não os estiverem ultrapassado; R2- Para uma âncora ser instalada ultrapassando o duto, ela deve ser instalada à 500 metros da obstrução; R3-Será usado ROV ou mergulhador para efetuar inspeção, quando a operação exigir distâncias menores que quinze metros. R4-Deverá ser estabelecida uma rotina de inspeção que previna o contato entre a âncora e o duto. R5- Os procedimentos de ancoragem da BGL-1 estão apresentados ao final do item II-8; R6- O duto apresenta revestimento de polietileno de tripla camada de 3,2mm de espessura; R7- O duto apresenta revestimento de concreto de 1,5 polegadas de espessura; R7- Assegurar que os dutos estejam adequadamente revestidos; R9-O duto apresenta proteção catódica conforme Tabela 8-11 apresentada no capítulo II-8 do presente Relatório de Avaliação Ambiental; R10- Conduzir periodicamente limpezas internas dos dutos por meio de <i>pigs</i> de limpeza; R11- Conduzir periodicamente inspeções internas dos dutos por meio de <i>pigs</i> instrumentados
Pequeno vazamento de gás pelo duto ( $0 < PV \leq 30$ )m <sup>3</sup> Taxa de frequência de falhas do duto por corrosão: 7,33 x 10 <sup>-7</sup> ocorrências por ano	-Má proteção catódica nos dutos; -Má proteção da camada de concreto e polietileno.			A	II	1	

## ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG

APP N° 14

Subsistema 1.1.3-Passagem de gás pelo trecho SDV submarina de PGP-1 e SDV de superfície de PGP-1

Data: 26/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Grande vazamento de gás pelo duto (50<GV<210 ) m <sup>3</sup> Taxa de frequência de falhas para ruptura por queda de cargas: 5 x 10 <sup>-3</sup> ocorrências por ano;	-Ruptura por queda de cargas;	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de vazamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	C	III	3	R1- As âncoras da BGL-1 devem ser lançadas de modo a manter uma distância mínima de 150 metros dos dutos, quando não os estiverem ultrapassado; R2- Para uma âncora ser instalada ultrapassando o duto, ela deve ser instalada à 500 metros da obstrução; R3-Será usado ROV ou mergulhador para efetuar inspeção, quando a operação exigir distâncias menores que quinze metros. R4-Deverá ser estabelecida uma rotina de inspeção que previna o contato entre a âncora e o duto. R5- Os procedimentos de ancoragem da BGL-1 estão apresentados ao final do item II-8; R6- O duto apresenta revestimento de polietileno de tripla camada de 3,2mm de espessura; R7- O duto apresenta revestimento de concreto de 1,5 polegadas de espessura; R7- Assegurar que os dutos estejam adequadamente revestidos; R9-O duto apresenta proteção catódica conforme Tabela 8-11 apresentada no capítulo II-8 do presente Relatório de Avaliação Ambiental; R10- Conduzir periodicamente limpezas internas dos dutos por meio de pigs de limpeza; R11- Conduzir periodicamente inspeções internas dos dutos por meio de pigs instrumentados R9) Proceder com adequada sinalização na PNA-1 alertando sobre áreas de risco de incêndio;
Grande vazamento de gás pelo duto (50<GV<210 ) m <sup>3</sup> taxa de frequência de falhas 7,33 x 10 <sup>-7</sup> ocorrências por ano	-Má proteção catódica nos dutos; -Má proteção da camada de concreto e polietileno.		2-Possibilidade de vazamento de gás no cellar deck causando incêndio em nuvem, incêndio em jato, explosão com possibilidade de propagação.	A	IV	2	



ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS							
Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/Cabiúnas, na Bacia de Campos.							
Cenário: Vazamento de gás							
Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG						APP N° 15	
Subsistema 1.1.4-Passagem de gás pelo trecho SDV de superfície de PGP-1 e SDV submarina de PGP-1						Data: 26/08/ 02	Revisão: 0.0
Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Pequeno vazamento (PV) de gás inflamável (gás natural) pela(s) SDV(s) ; $(0 < PV \leq 30) m^3$ Falhas por ano da válvula de esfera para pequenos vazamentos: $1 \times 10^{-2}$ .	1-Fechamento indevido das SDVs; 2-Mal funcionamento das válvulas ao abrir e ao fechar; 3-Vazamento interno das válvulas; 4-Problemas na supervisão remota das válvulas; 5- Abertura indevida da válvula de bloqueio do canhão receptor na operação de recebimento de pig (problema pneumático)	1-Por instrumentos 2-Controle remoto das válvulas;	1-Possibilidade de vazamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	D	II	3	R1) Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas SDV e de fechamento manual; R2) Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R3)Conduzir adequadamente a limpeza com os pigs de limpeza de modo a evitar impurezas nas válvulas. R4) Conduzir adequadamente a inspeção com os pigs instrumentados; R5) Controlar a pressão e temperatura das válvulas SDV; R6) Manter a postos uma equipe de manobras operacionais para proceder com o fechamento manual da válvula, caso o fechamento automático não esteja funcionando; R7) Proceder com supervisão das válvulas com ROV (veículo de operação remota). R8) Proceder adequadamente o teste hidrostático ;C2) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3;

## ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG

APP N° 16

Subsistema 1.1.4-Passagem de gás pelo trecho SDV de superfície de PGP-1 e SDV submarina de PGP-1

Data: 26/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Grande vazamento (GV) de gás inflamável (gás natural) pela(s) SDV(s) ( $0 < GV \leq 254$ )m <sup>3</sup> ;  Falhas por ano da válvula de esfera para grandes vazamentos: $3 \times 10^{-5}$ .	1-Fechamento indevido das SDVs ou válvulas de superfície; 2-Mal funcionamento das válvulas ao abrir e ao fechar; 3-Vazamento interno das válvulas; 4-Problemas na supervisão remota das válvulas; 5- Abertura indevida da válvula de bloqueio do canhão receptor na operação de recebimento de pig	1-Por instrumentos 2-Controle remoto das válvulas	1-Possibilidade de vazamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas; 2Possibilidade de vazamento de gás no <i>cellar deck</i> causando incêndio em nuvem, incêndio em jato, explosão com possibilidade de propagação.	A	IV	2	R1) Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas SDV e de fechamento manual; R2) Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R3)Conduzir adequadamente a limpeza com os pigs de limpeza de modo a evitar impurezas nas válvulas. R4) Conduzir adequadamente a inspeção com os pigs instrumentados; R5) Controlar a pressão e temperatura das válvulas SDV; R6) Manter a postos uma equipe de manobras operacionais para proceder com o fechamento manual da válvula, caso o fechamento automático não esteja funcionando; R7) Proceder com supervisão das válvulas com ROV (veículo de operação remota). R8) Proceder adequadamente o teste hidrostático R9) Proceder com adequada sinalização na PNA-1 alertando sobre áreas de risco de incêndio; C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3;

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS							
Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/Cabiúnas, na Bacia de Campos.							
Cenário: Vazamento de gás							
Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG						APP N° 17	
Subsistema 1.1.4-Passagem de gás pelo trecho SDV de superfície de PGP-1 e SDV submarina de PGP-1						Data: 26/08/ 02	Revisão: 0.0
Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento de gás pelo flange (0<PV<=30)m <sup>3</sup>  Observação: Taxa de falhas para a flange para pequenos vazamentos : 8,8 x 10 <sup>-5</sup>	1-Vazamento de gás pelo selo do flange	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de derramamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	A	II	1	R1-Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R2- Proceder com supervisão dos flanges com ROV (veículo de operação remota); R3- Proceder adequadamente o teste hidrostático; R4- Controlar a pressão e temperatura do gás nos dutos, flanges e válvulas SDV C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS							
Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A/Cabiúnas, na Bacia de Campos.							
Cenário: Vazamento de gás							
Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG						APP N°: 18	
Subsistema 1.1.4-Passagem de gás pelo trecho SDV de superfície de PGP-1 e SDV submarina de PGP-1						Data: 26/08/ 02	Revisão: 0.0
Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Grande vazamento de gás pelo flange (50<GV<254)m <sup>3</sup>  <b>Observação:</b> Taxa de falhas para a flange para grandes vazamentos:não informada	1-Vazamento de gás pelo selo do flange;	1-Por instrumentos ;	1-Possibilidade de derramamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas; 2-Possibilidade de vazamento de gás no <i>cellar deck</i> causando incêndio em nuvem, incêndio em jato, explosão com possibilidade de propagação.	B	IV	3	R1-Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R2- Proceder com supervisão dos flanges com ROV (veículo de operação remota); R3- Proceder adequadamente o teste hidrostático; R4- Controlar a pressão e temperatura do gás nos dutos, flanges e válvulas SDV R5) Proceder com adequada sinalização na PNA-1 alertando sobre áreas de risco de incêndio; C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3



## ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A / Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG

APP N° 19

Subsistema 1.1.4-Passagem de gás pelo trecho SDV de superfície de PGP-1 e SDV submarina de PGP-1

Data: 26/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Pequeno vazamento de gás pelo duto ( $0 < PV < 30$ ) m <sup>3</sup> Taxa de frequência de falhas do duto por queda de cargas: não informada;	Ruptura por queda de cargas;	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de derramamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas	C	II	2	R1- As âncoras da BGL-1 devem ser lançadas de modo a manter uma distância mínima de 150 metros dos dutos, quando não os estiverem ultrapassado; R2- Para uma âncora ser instalada ultrapassando o duto, ela deve ser instalada à 500 metros da obstrução; R3-Será usado ROV ou mergulhador para efetuar inspeção, quando a operação exigir distâncias menores que quinze metros. R4-Deverá ser estabelecida uma rotina de inspeção que previna o contato entre a âncora e o duto. R5- Os procedimentos de ancoragem da BGL-1 estão apresentados ao final do item II-8; R6- O duto apresenta revestimento de polietileno de tripla camada de 3,2mm de espessura; R7- O duto apresenta revestimento de concreto de 1,5 polegadas de espessura; R7- Assegurar que os dutos estejam adequadamente revestidos; R9-O duto apresenta proteção catódica conforme Tabela 8-11 apresentada no capítulo II-8 do presente Relatório de Avaliação Ambiental; R10- Conduzir periodicamente limpezas internas dos dutos por meio de <i>pigs</i> de limpeza; R11- Conduzir periodicamente inspeções internas dos dutos por meio de <i>pigs</i> instrumentados
Pequeno vazamento de gás pelo duto ( $0 < PV < 30$ ) m <sup>3</sup> . Taxa de frequência de falhas $7,33 \times 10^{-7}$ ocorrências por ano.	-Má proteção catódica nos dutos; -Má proteção da camada de concreto e polietileno			A	II	1	



## ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A /Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG

APP N° 20

Subsistema 1.1.4-Passagem de gás pelo trecho SDV de superfície de PGP-1 e SDV submarina de PGP-1

Data: 26/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Grande vazamento de gás pelo duto (50<GV<254 ) m <sup>3</sup> Taxa de frequência de falhas para ruptura por queda de cargas 5 x 10 <sup>-3</sup> ocorrências por ano;	Ruptura por queda de cargas;	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de derramamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas 2-Possibilidade de vazamento de gás no <i>cellar deck</i> causando incêndio em nuvem, incêndio em jato, explosão com possibilidade de propagação.	C	III	3	R1- As âncoras da BGL-1 devem ser lançadas de modo a manter uma distância mínima de 150 metros dos dutos , quando não os estiverem ultrapassado; R2- Para uma âncora ser instalada ultrapassando o duto, ela deve ser instalada à 500 metros da obstrução; R3-Será usado ROV ou mergulhador para efetuar inspeção, quando a operação exigir distâncias menores que quinze metros. R4-Deverá ser estabelecida uma rotina de inspeção que previna o contato entre a âncora e o duto. R5- Os procedimentos de ancoragem da BGL-1 estão apresentados ao final do item II-8; R6- O duto apresenta revestimento de polietileno de tripla camada de 3,2mm de espessura; R7- O duto apresenta revestimento de concreto de 1,5 polegadas de espessura; R7- Assegurar que os dutos estejam adequadamente revestidos; R9-O duto apresenta proteção catódica conforme Tabela 8-11 apresentada no capítulo II-8 do presente Relatório de Avaliação Ambiental; R10- Conduzir periodicamente limpezas internas dos dutos por meio de <i>pigs</i> de limpeza; R11- Conduzir periodicamente inspeções internas dos dutos por meio de <i>pigs</i> instrumentados
Grande vazamento de gás pelo duto (50<GV<254 ) m <sup>3</sup> Taxa de frequência de falhas por corrosão dos dutos 7,33 x 10 <sup>-7</sup> ocorrências por ano.	-Má proteção catódica nos dutos; -Má proteção da camada de concreto e polietileno .			A	IV	2	

## ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A /Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG

APP N° 21

Subsistema 1.1.5-Passagem de gás pelo trecho SDV submarina de PGP-1 e SDV do ponto A

Data: 26/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Pequeno vazamento (PV) de gás inflamável (gás natural) pela(s) SDV(s) ; ( $0 < GV \leq 200m^3$ ) Falhas por ano da válvula de esfera para pequenos vazamentos: $1 \times 10^{-2}$ .	1-Fechamento indevido das SDVs; 2-Mal funcionamento das válvulas ao abrir e ao fechar; 3-Vazamento interno das válvulas; 4-Problemas na supervisão remota das válvulas; 5- Abertura indevida da válvula de bloqueio do canhão receptor na operação de recebimento de pig (problema pneumático)	1-Por instrumentos 2-Controle remoto das válvulas;	1-Possibilidade de vazamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	D	II	3	R1) Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas SDV e de fechamento manual; R2) Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R3)Conduzir adequadamente a limpeza com os pigs de limpeza de modo a evitar impurezas nas válvulas. R4) Conduzir adequadamente a inspeção com os pigs instrumentados; R5) Controlar a pressão e temperatura das válvulas SDV; R6) Manter a postos uma equipe de manobras operacionais para proceder com o fechamento manual da válvula, caso o fechamento automático não esteja funcionando; R7) Proceder com supervisão das válvulas com ROV (veículo de operação remota). R8) Proceder adequadamente o teste hidrostático C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3

## ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A /Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG

APP 22

Subsistema 1.1.5-Passagem de gás pelo trecho SDV submarina de PGP-1 e SDV do ponto A

Data: 26/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Grande vazamento (GV) de gás inflamável (gás natural) pela(s) SDV(s); ( $0 < GV \leq 82233,55 \text{ m}^3$ ) Falhas por ano da válvula de esfera para grandes vazamentos: $3 \times 10^{-5}$ .	1-Fechamento indevido das SDVs ou válvulas de superfície; 2-Mal funcionamento das válvulas ao abrir e ao fechar; 3-Vazamento interno das válvulas; 4-Problemas na supervisão remota das válvulas; 5- Abertura indevida da válvula de bloqueio do canhão receptor na operação de recebimento de pig	1-Por instrumentos 2-Controle remoto das válvulas	1-Possibilidade de vazamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas; 2-Possibilidade de vazamento de gás no <i>cellar deck</i> causando incêndio em nuvem, incêndio em jato, explosão com possibilidade de propagação no ponto A	A	IV	2	R1) Manter supervisão remota dos sinais de medição de vazão de produção quando do fechamento ou abertura das válvulas SDV e de fechamento manual; R2) Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R3) Conduzir adequadamente a limpeza com os pigs de limpeza de modo a evitar impurezas nas válvulas. R4) Conduzir adequadamente a inspeção com os pigs instrumentados; R5) Controlar a pressão e temperatura das válvulas SDV; R6) Manter a postos uma equipe de manobras operacionais para proceder com o fechamento manual da válvula, caso o fechamento automático não esteja funcionando; R7) Proceder com supervisão das válvulas com ROV (veículo de operação remota). R8) Proceder adequadamente o teste hidrostático C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3





### ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A /Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG

APP N° 23

Subsistema 1.1.5-Passagem de gás pelo trecho SDV submarina de PGP-1 e SDV do ponto A

Data: 26/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
-Pequeno vazamento de gás pelo flange (0<PV<=200)m <sup>3</sup>  Observação: Taxa de falhas para a flange para pequenos vazamentos : 8,8 x 10 <sup>-5</sup>	1-Vazamento de gás pelo selo do flange	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de derramamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;	A	II	1	R1-Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos; R2- Proceder com supervisão das flanges com ROV (veículo de operação remota); R3- Proceder adequadamente o teste hidrostático; R4- Controlar a pressão e temperatura do gás nos dutos, flanges e válvulas SDV C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3



### ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A /Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG

APP N 24

Subsistema 1.1.5-Passagem de gás pelo trecho SDV submarina de PGP-1 e SDV do ponto A

Data: 26/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
<p>- Grande vazamento de gás pelo flange (1000&lt;GV&lt;82233,55)m<sup>3</sup></p> <p><b>Observação:</b> Taxa de falhas para o flange para grandes vazamentos:não informada</p>	1-Vazamento de gás pelo selo do flange	1-Por instrumentos ;	<p>1-Possibilidade de derramamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas;</p> <p>2-Possibilidade de vazamento de gás no <i>cellar deck</i> causando incêndio em nuvem, incêndio em jato, explosão com possibilidade de propagação.no ponto A</p>	A	III	1	<p>R1-Manter atualizado o Relatório de Inspeção das válvulas, elaborado por técnicos de inspeção de equipamentos;</p> <p>R2- Proceder com supervisão das flanges com ROV (veículo de operação remota);</p> <p>R3- Proceder adequadamente o teste hidrostático;</p> <p>R4- Controlar a pressão e temperatura do gás nos dutos, flanges e válvulas SDV</p> <p>C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3</p>

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS							
Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A /Cabiúnas, na Bacia de Campos.							
Cenário: Vazamento de gás							
Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG						APP N° 25	
Subsistema 1.1.5-Passagem de gás pelo trecho SDV submarina de PGP-1 e SDV do ponto A						Data: 26/08/ 02	Revisão: 0.0
Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Pequeno vazamento de gás pelo duto ( $0 < PV \leq 200$ ) m <sup>3</sup> . Taxa de frequência de falhas do duto por queda de cargas: não informada;	- Ruptura por queda de cargas;	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de derramamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas	C	III	3	R1- As âncoras da BGL-1 devem ser lançadas de modo a manter uma distância mínima de 150 metros dos dutos, quando não os estiverem ultrapassado; R2- Para uma âncora ser instalada ultrapassando o duto, ela deve ser instalada à 500 metros da obstrução; R3-Será usado ROV ou mergulhador para efetuar inspeção, quando a operação exigir distâncias menores que quinze metros. R4-Deverá ser estabelecida uma rotina de inspeção que previna o contato entre a âncora e o duto. R5- Os procedimentos de ancoragem da BGL-1 estão apresentados ao final do item II-8; R6- O duto apresenta revestimento de polietileno de tripla camada de 3,2mm de espessura; R7- O duto apresenta revestimento de concreto de 1,5 polegadas de espessura; R7- Assegurar que os dutos estejam adequadamente revestidos; R9-O duto apresenta proteção catódica conforme Tabela 8-11 apresentada no capítulo II-8 do presente Relatório de Avaliação Ambiental; R10- Conduzir periodicamente limpezas internas dos dutos por meio de <i>pigs</i> de limpeza; R11- Conduzir periodicamente inspeções internas dos dutos por meio de <i>pigs</i> instrumentados
Pequeno vazamento de gás pelo duto ( $0 < PV \leq 200$ ) m <sup>3</sup> Taxa de frequência de falhas por corrosão nos dutos $2,36 \times 10^{-4}$ ocorrências por ano.	-Má proteção catódica nos dutos; -Má proteção da camada de concreto e polietileno			B	III	2	



### ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A /Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema Escoamento de gás no sistema AMEG

APP N° 26

Subsistema 1.1.5-Passagem de gás pelo trecho SDV submarina de PGP-1 e SDV do ponto A

Data: 26/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Grande vazamento de gás pelo duto (1000<GV<82233,55) m <sup>3</sup> Taxa de frequência de falhas para ruptura por queda de cargas: 5 x 10 <sup>-3</sup> ocorrências por ano;	Ruptura por queda de cargas;	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de derramamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas 2-Possibilidade de vazamento de gás no <i>cellar deck</i> causando incêndio em nuvem, incêndio em jato, explosão com possibilidade de propagação no ponto A	C	IV	4	R1- As âncoras da BGL-1 devem ser lançadas de modo a manter uma distância mínima de 150 metros dos dutos, quando não os estiverem ultrapassado; R2- Para uma âncora ser instalada ultrapassando o duto, ela deve ser instalada à 500 metros da obstrução; R3-Será usado ROV ou mergulhador para efetuar inspeção, quando a operação exigir distâncias menores que quinze metros. R4-Deverá ser estabelecida uma rotina de inspeção que previna o contato entre a âncora e o duto. R5- Os procedimentos de ancoragem da BGL-1 estão apresentados ao final do item II-8; R6- O duto apresenta revestimento de polietileno de tripla camada de 3,2mm de espessura; R7- O duto apresenta revestimento de concreto de 1,5 polegadas de espessura; R7- Assegurar que os dutos estejam adequadamente revestidos; R9-O duto apresenta proteção catódica conforme Tabela 8-11 apresentada no capítulo II-8 do presente Relatório de Avaliação Ambiental; R10- Conduzir periodicamente limpezas internas dos dutos por meio de <i>pigs</i> de limpeza; R11- Conduzir periodicamente inspeções internas dos dutos por meio de <i>pigs</i> instrumentados
Grande vazamento de gás pelo duto (1000<GV<82233,55) m <sup>3</sup> Taxa de frequência de falhas por corrosão nos dutos 2,36 x 10 <sup>-4</sup> ocorrências por ano.	-Má proteção catódica nos dutos; -Má proteção da camada de concreto e polietileno			B	IV	3	



### ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A /Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema 1.2 : Passagem de *pigs* pelos dutos.

APP N° 27

Subsistema:

Data: 26/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Pequenos vazamentos (PV) de gás natural. (0<PV<200) m <sup>3</sup> Frequência de falhas para recebedores de <i>pig</i> 9,93 x 10 <sup>-3</sup> .	-Má operação do <i>pig</i> de limpeza, causando obstrução de válvulas SDV por impurezas, Corrosão dos dutos; -Má operação de <i>pig</i> de instrumentação; -Fadiga; -Ruptura de válvulas e/ou flanges e/ou dutos;	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de derramamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas	C	II	2	R-1) Conduzir periodicamente inspeções internas dos dutos por meio de <i>pigs</i> instrumentados; R-2) Conduzir periodicamente a limpeza dos dutos por meio de <i>pigs</i> de limpeza; R-3) Assegurar a pressão mínima necessária no gasoduto para que os <i>pigs</i> possam se deslocar ao longo de todo o percurso executando as tarefas que lhes cabem; R-4) Assegurar que a vedação entre a parede do duto e o <i>pig</i> esteja adequada à passagem do mesmo; C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3
Pequenos vazamentos (PV) de gás natural. (0<PV<200) m <sup>3</sup> Frequência de falhas para lançadores de <i>pig</i> . 8,47 x 10 <sup>-3</sup> .				C	II	2	



### ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

Atividade: Ampliação da Malha de Escoamento de Gás – AMEG, PNA-1/PGP-1/Ponto A /Cabiúnas, na Bacia de Campos.

Cenário: Vazamento de gás

Sistema 1.2: Passagem de *pigs* pelos dutos

APP N° 28

Subsistema:

Data: 26/08/ 02

Revisão: 0.0

Perigo	Causas	Modos de detecção	Consequência	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações/Comentários.
Grandes vazamentos (GV) de gás natural (1200<GV<89747,55) m <sup>3</sup> Freqüência de falhas para recebedores de pig 9,93 x 10 <sup>-3</sup>	-Má operação do pig de limpeza, causando obstrução de válvulas SDV por impurezas, Corrosão dos dutos; -Má operação de pig de instrumentação -Fadiga; -Ruptura de	1-Por instrumentos	1-Possibilidade de derramamento de gás no mar podendo causar danos à flora e fauna marinhas; 2-Possibilidade de vazamento de gás no <i>cellar deck</i> causando incêndio em	C	III	3	R-1) Conduzir periodicamente inspeções internas dos dutos por meio de <i>pigs</i> instrumentados; R-2) Conduzir periodicamente a limpeza dos dutos por meio de <i>pigs</i> de limpeza; R-3) Assegurar a pressão mínima necessária no gasoduto para que os <i>pigs</i> possam se deslocar ao longo de todo o percurso executando as tarefas que lhes cabem; R-4) Assegurar que a vedação entre a parede do duto e o <i>pig</i> esteja adequada à passagem do mesmo; C1) Existe um Plano de Ação de Emergência para incidentes de poluição por gás na atividade de Ampliação da AMEG, PNA-1/ PGP-1/Ponto A/ Cabiúnas apresentado no item II.8.3
Grandes vazamentos (GV) de gás natural (1200<GV<89747,55) m <sup>3</sup> Freqüência de falhas para lançadores de <i>pig</i> 8,47 x 10 <sup>-3</sup>	válvulas e/ou flanges e/ou dutos;		nuvem, incêndio em jato, explosão com possibilidade de propagação.	C	III	3	

Tabela 8.1-22: Matriz-Resultado da análise preliminar de riscos.

		Severidade				
		I	II	III	IV	Total
Frequência	E					
	D		5			5 (12,5%)
	C		4	6	2	12 (30%)
	B		2	1	3	6 (15%)
	A		8	2	7	17 (42,5%)
	Total		19 (47,5%)	9 (22,5%)	12 (30%)	40 (100%)

Desprezível	Menor	Moderado	Sério	Crítico	Total
12	12	14	2	0	40 eventos.
30%	30%	35 %	5%	0	100 %