

# APÊNDICE G

**N-2782**


**Rev. B**

**Dezembro de 2010**


**PETROBRAS**

## **Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais**



Lara Varoveska  
  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy  
  
Técnico Responsável

**Rev. 01**  
Ago/2011

## **Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais**

### **Procedimento**

Esta Norma substitui e cancela a sua revisão anterior.

Cabe à CONTEC - Subcomissão Autora, a orientação quanto à interpretação do texto desta Norma. A Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma é a responsável pela adoção e aplicação das suas seções, subseções e enumerações.

**Requisito Técnico:** Prescrição estabelecida como a mais adequada e que deve ser utilizada estritamente em conformidade com esta Norma. Uma eventual resolução de não segui-la ("não-conformidade" com esta Norma) deve ter fundamentos técnico-gerenciais e deve ser aprovada e registrada pela Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma. É caracterizada por verbos de caráter impositivo.

**Prática Recomendada:** Prescrição que pode ser utilizada nas condições previstas por esta Norma, mas que admite (e adverte sobre) a possibilidade de alternativa (não escrita nesta Norma) mais adequada à aplicação específica. A alternativa adotada deve ser aprovada e registrada pela Unidade da PETROBRAS usuária desta Norma. É caracterizada por verbos de caráter não-impositivo. É indicada pela expressão: **[Prática Recomendada]**.

Cópias dos registros das "não-conformidades" com esta Norma, que possam contribuir para o seu aprimoramento, devem ser enviadas para a CONTEC - Subcomissão Autora.

As propostas para revisão desta Norma devem ser enviadas à CONTEC - Subcomissão Autora, indicando a sua identificação alfanumérica e revisão, a seção, subseção e enumeração a ser revisada, a proposta de redação e a justificativa técnico-econômica. As propostas são apreciadas durante os trabalhos para alteração desta Norma.

**"A presente Norma é titularidade exclusiva da PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS, de uso interno na PETROBRAS, e qualquer reprodução para utilização ou divulgação externa, sem a prévia e expressa autorização da titular, importa em ato ilícito nos termos da legislação pertinente, através da qual serão imputadas as responsabilidades cabíveis. A circulação externa será regulada mediante cláusula própria de Sigilo e Confidencialidade, nos termos do direito intelectual e propriedade industrial."**

### **CONTEC**

Comissão de Normalização  
Técnica

### **SC - 36**

Confiabilidade e Riscos  
Industriais

### **Apresentação**

As Normas Técnicas PETROBRAS são elaboradas por Grupos de Trabalho - GT (formados por Técnicos Colaboradores especialistas da Companhia e de suas Subsidiárias), são comentadas pelas Unidades da Companhia e por suas Subsidiárias, são aprovadas pelas Subcomissões Autoras - SC (formadas por técnicos de uma mesma especialidade, representando as Unidades da Companhia e as Subsidiárias) e homologadas pelo Núcleo Executivo (formado pelos representantes das Unidades da Companhia e das Subsidiárias). Uma Norma Técnica PETROBRAS está sujeita a revisão em qualquer tempo pela sua Subcomissão Autora e deve ser reanalisada a cada 5 anos para ser revalidada, revisada ou cancelada. As Normas Técnicas PETROBRAS são elaboradas em conformidade com a Norma Técnica PETROBRAS N-1. Para informações completas sobre as Normas Técnicas PETROBRAS, ver Catálogo de Normas Técnicas PETROBRAS.

## 1 Escopo

1.1 Esta Norma visa orientar a aplicação de técnicas de identificação de perigos e/ou análise de riscos nas diversas fases do ciclo de vida das seguintes instalações industriais da PETROBRAS:

- unidades de produção marítimas e terrestres;
- unidades de processamento, refino e armazenamento;
- terminais;
- unidades de apoio (oficinas de manutenção, subestações elétricas e utilidades);
- unidades de geração de energia.

1.2 Outras instalações industriais não citadas acima podem utilizar esta Norma, cabendo ao Órgão PETROBRAS, proprietário da instalação a ser analisada, decidir por sua aplicação e uso.

1.3 Esta Norma se aplica a procedimentos iniciados a partir da data de sua edição.

1.4 Esta Norma contém Requisitos Técnicos e Práticas Recomendadas.

## 2 Referências Normativas

Os documentos relacionados a seguir complementam a aplicação deste documento. Para referências datadas, aplicam-se somente as edições citadas. Para referências não datadas, aplicam-se as edições mais recentes dos referidos documentos (incluindo emendas).

PETROBRAS N-2595 - Critérios de Projeto e Manutenção para Sistemas Instrumentados de Segurança em Unidades Industriais;

PETROBRAS N-2781 - Técnicas Aplicáveis à Engenharia de Confiabilidade;

PETROBRAS N-2784 - Confiabilidade e Análise de Riscos;

IEC 61025 - Fault Tree Analysis (FTA).

## 3 Termos e Definições

Para os efeitos deste documento aplicam-se os termos e definições da PETROBRAS N-2784.

## 4 Condições Gerais

4.1 A Tabela 1 relaciona as técnicas mais usuais de identificação de perigos e/ou análise de riscos, e indica suas possíveis aplicações nas diversas fases do ciclo de vida da instalação industrial. **[Prática Recomendada]**

NOTA A Tabela A.1 do Anexo A suplementa a listagem de técnicas aplicáveis, agrupando-as conforme sua finalidade.

4.2 Cada fase do ciclo de vida de uma instalação industrial deve ser submetida a um processo de identificação de perigos e análise de riscos, mediante a aplicação de uma ou mais técnicas, constantes ou não da Tabela 1. Cabe ao Órgão da PETROBRAS, usuário desta Norma e proprietário da instalação a ser analisada, a definição da(s) técnica(s) de identificação de perigos e análise de riscos que devem ser aplicadas, baseada nas características da instalação e nos objetivos e resultados esperados.

4.3 Caso o ciclo de vida seja estruturado através de etapas diferentes daquelas apresentadas na Tabela 1, cabe ao Órgão da PETROBRAS, usuário desta Norma e proprietário da instalação a ser analisada, a definição de alternativas de identificação de perigos e análise de riscos adequadas à estruturação adotada.

**Tabela 1 - Técnicas Usualmente Aplicáveis às Diversas Fases do Ciclo de Vida da Instalação Industrial**

Fase do ciclo de vida da instalação industrial	Técnicas aplicáveis (mais usuais)						
	Projeto conceitual (FASE 2)	Projeto básico (FASE 3)	Projeto de detalhamento	Construção e montagem	Comissionamento / pré-operação	Operação (ver Nota)	Desativação
Lista de verificação ("checklist")				X	X	X	X
E se? ("what if?")	X			X		X	
Análise Preliminar de Riscos (APR)	X	X	X	X		X	X
Estudo de Perigos e Operabilidade (HAZOP)		X	X			X	
Análise de conseqüências		X	X			X	
Análise Quantitativa de Riscos (AQR/QRA)			X				
<b>NOTA</b> Durante a fase de operação, as ampliações/modificações que não sejam consideradas como novo empreendimento, devem ser tratadas através do processo de gestão de mudanças.							

4.4 Cabe ao Órgão da PETROBRAS, usuário desta Norma e proprietário da instalação a ser analisada garantir o gerenciamento da implementação das recomendações geradas na aplicação das técnicas de análise de riscos [APR, HAZOP, Análise de Camadas de Proteção (LOPA), etc.].

## 5 Avaliação Qualitativa de Riscos

5.1 Quando houver necessidade de se categorizar os riscos, a matriz de tolerabilidade de riscos apresentada na Tabela 2 deve ser aplicada.

5.2 Em casos específicos, em função de características especiais da instalação a ser analisada e a critério do Órgão da PETROBRAS, proprietário da mesma, as categorias de frequência e de severidade apresentadas na Tabela 2 podem ser adequadas de forma a melhor atender às necessidades da instalação. **[Prática Recomendada]**

Tabela 2 - Matriz de Tolerabilidade de Riscos

					Categorias de frequência								
					Descrição / características				A	B	C	D	E
					Pessoas	Patrimônio / continuidade operacional	Meio ambiente (ver Nota 1)	Imagem	Extremamente remota	Remota	Pouco provável	Possível	Frequente
									Conceitualmente possível, mas sem referências na indústria	Não esperado ocorrer, apesar de haver referências em instalações similares na indústria	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil de um conjunto de unidades similares	Possível de ocorrer uma vez durante a vida útil da instalação	Possível de ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação
Categorias de Severidade das Consequências	V	Catastrófica	Múltiplas fatalidades intramuros ou fatalidade extramuros (ver Nota 2)	Danos catastróficos podendo levar à perda da instalação industrial	Danos severos em áreas sensíveis ou se estendendo para outros locais	Impacto internacional	M	M	NT	NT	NT	NT	
	IV	Crítica	Fatalidade intramuros ou lesões graves extramuros (ver Nota 3)	Danos severos a sistemas (reparação lenta)	Danos severos com efeito localizado	Impacto nacional	T	M	M	NT	NT	NT	
	III	Média	Lesões graves intramuros ou lesões leves extramuros	Danos moderados a sistemas	Danos moderados	Impacto regional	T	T	M	M	M	NT	
	II	Marginal	Lesões leves	Danos leves a sistemas / equipamentos	Danos leves	Impacto local	T	T	T	M	M	M	
	I	Desprezível	Sem lesões ou no máximo casos de primeiros socorros	Danos leves a equipamentos sem comprometimento da continuidade operacional	Danos insignificantes	Impacto insignificante	T	T	T	T	T	M	

NOTA 1 No caso de vazamentos de petróleo ou derivados, as Tabelas B.1 e/ou B.2 (respectivamente para vazamentos na água e no solo) podem ser utilizadas para a definição das categorias de severidade, em função do grau API do produto, do volume vazado e do ambiente atingido.

NOTA 2 O cenário catastrófico para risco às pessoas compreende acidentes de largas proporções com potencial de atingir um número maior de pessoas, inclusive, pessoas da força de trabalho que não necessariamente tenham uma relação direta com o evento de acidente analisado.

NOTA 3 O cenário crítico para risco às pessoas compreende acidentes com abrangência localizada numa unidade ou planta de processo, com potencial de atingir um número restrito de pessoas (em torno de 3), normalmente, ligadas a uma tarefa específica e relacionadas ao cenário de acidente.

NOTA 4 As categorias de frequência visam permitir uma avaliação da frequência do cenário accidental, a qual deve ser estimada considerando a atuação das salvaguardas preventivas existentes ou previstas em projeto.

NOTA 5 As categorias de severidade visam permitir uma avaliação da magnitude das consequências dos efeitos físicos de interesse (sobrepessão, concentração tóxica, radiação térmica etc.). Algumas salvaguardas mitigadoras existentes ou previstas em projeto podem ser consideradas na classificação da severidade do cenário accidental. Exemplo: Dique de contenção em um parque de tancagem. Esta consideração a respeito de salvaguardas mitigadoras não se aplica à LOPA.

Tabela 2 - Matriz de Tolerabilidade de Riscos (Continuação)

NOTA 6 Para efeitos de aplicação de estudos de LOPA, os valores de frequência toleráveis apresentados abaixo, devem ser aplicados. Os valores de frequência apresentados, não devem ser usados como critérios de tolerabilidade em estudos quantitativos de riscos (AQR/QRA).

Severidade	Frequência Tolerável
I	$10^{-1}$ / ano
II	$10^{-2}$ / ano
III	$10^{-3}$ / ano
IV	$10^{-4}$ / ano
V	$10^{-5}$ / ano

NOTA 7 A abordagem para classificação dos riscos deve atender aos critérios de Órgãos Governamentais, tais como IBAMA, CETESB, INEA, quando exigido.

Tabela 3 - Categorias de Risco x Nível de Controle Necessário

Categoria de risco	Descrição do nível de controle necessário
<b>Tolerável (T)</b>	Não há necessidade de medidas adicionais. A monitoração é necessária para assegurar que os controles sejam mantidos.
<b>Moderado (M)</b>	Controles adicionais devem ser avaliados com o objetivo de obter-se uma redução dos riscos e implementados aqueles considerados praticáveis (região ALARP - "As Low As Reasonably Practicable")
<b>Não Tolerável (NT)</b>	Os controles existentes são insuficientes. Métodos alternativos devem ser considerados para reduzir a probabilidade de ocorrência ou a severidade das consequências, de forma a trazer os riscos para regiões de menor magnitude de riscos (regiões ALARP ou tolerável).

## Anexo A - Tabela

Tabela A.1 - Listagem de Técnicas Aplicáveis Conforme sua Finalidade

Finalidade	Técnicas aplicáveis	Referências
Identificação de perigos	Análise histórica	-
	Lista de verificação ("Checklist")	-
	E se? ("What if?")	-
	Identificação de Perigos (HAZID)	-
	Análise Preliminar de Perigos (APP)	-
	Estudo de Perigos e Operabilidade (HAZOP)	Anexo C desta Norma
	Análise de Modos e Efeitos de Falhas (FMEA)	PETROBRAS N-2781
Avaliação qualitativa de riscos	Estudo de Perigos e Operabilidade (HAZOP)	Anexo C desta Norma
	Análise Preliminar de Riscos (APR)	Anexo D desta Norma
	Análise de Modos, Efeitos e Criticidade de Falhas (FMECA)	PETROBRAS N-2781
Análise de conseqüências	Análise por Árvore de Eventos (ETA)	-
	Modelagem de efeitos físicos, tais como: propagação de incêndio, explosão, dispersão de gases inflamáveis, tóxicos e fumaça	-
	Modelagem de vulnerabilidade	-
Análise de frequência	Análise por Árvore de Falhas (FTA)	IEC 61025
	Análise por Árvore de Eventos (ETA)	-
	Redes bayesianas	-
Avaliação quantitativa de riscos	Análise Quantitativa de Riscos (AQR/QRA)	-
Avaliação semi-quantitativa de riscos	Análise de Camadas de Proteção (LOPA)	PETROBRAS N-2595

**Anexo B - Tabelas**
**Tabela B.1 - Categorias de Severidade para Meio Ambiente - Água (Vazamento de Petróleo ou Derivados)**

Tipo de ambiente (água)	Categoria de severidade	Volume vazado (V) em m <sup>3</sup> , conforme grau API			
		API ≥ 45	35 ≤ API < 45	17,5 ≤ API < 35	API < 17,5
1 Regiões oceânicas	V Catastrófica	≥ 1 000	≥ 700	≥ 400	≥ 200
	IV Crítica	100 ≤ V < 1 000	80 ≤ V < 700	40 ≤ V < 400	20 ≤ V < 200
	III Média	5 ≤ V < 100	4 ≤ V < 80	2 ≤ V < 40	1 ≤ V < 20
	II Marginal	0,5 ≤ V < 5	0,4 ≤ V < 4	0,2 ≤ V < 2	0,1 ≤ V < 1
	I Desprezível	V < 0,5	V < 0,4	V < 0,2	V < 0,1
2 Regiões costeiras	V Catastrófica	≥ 500	≥ 350	≥ 200	≥ 100
	IV Crítica	50 ≤ V < 500	35 ≤ V < 350	20 ≤ V < 200	10 ≤ V < 100
	III Média	4 ≤ V < 50	2 ≤ V < 35	1 ≤ V < 20	0,5 ≤ V < 10
	II Marginal	0,4 ≤ V < 4	0,2 ≤ V < 2	0,1 ≤ V < 1	0,05 ≤ V < 0,5
	I Desprezível	V < 0,4	V < 0,2	V < 0,1	V < 0,05
3 Rios caudalosos (águas lóxicas)	V Catastrófica	≥ 250	≥ 175	≥ 100	≥ 50
	IV Crítica	25 ≤ V < 250	17,5 ≤ V < 175	10 ≤ V < 100	5 ≤ V < 50
	III Média	2,5 ≤ V < 25	1,75 ≤ V < 17,5	1 ≤ V < 10	0,5 ≤ V < 5
	II Marginal	0,25 ≤ V < 2,5	0,175 ≤ V < 1,75	0,1 ≤ V < 1	0,05 ≤ V < 0,5
	I Desprezível	V < 0,25	V < 0,175	V < 0,1	V < 0,05
4 Águas interiores (águas lânticas tais como lagoas, baías, rios não caudalosos etc.)	V Catastrófica	≥ 50	≥ 35	≥ 20	≥ 10
	IV Crítica	5 ≤ V < 50	3,5 ≤ V < 35	2 ≤ V < 20	1 ≤ V < 10
	III Média	0,5 ≤ V < 5	0,35 ≤ V < 3,5	0,2 ≤ V < 2	0,1 ≤ V < 1
	II Marginal	0,05 ≤ V < 0,5	0,035 ≤ V < 0,35	0,02 ≤ V < 0,2	0,01 ≤ V < 0,1
	I Desprezível	V < 0,05	V < 0,035	V < 0,02	V < 0,01

NOTA 1 A Tabela B.1 tem como fonte o padrão do SMES Corporativo da PETROBRAS de classificação, investigação, análise, documentação e divulgação de anomalias.

NOTA 2 Em se tratando de regiões notadamente sensíveis (a critério da equipe de avaliação), a categorização deve ser feita na faixa imediatamente superior.



Tabela B.2 - Categorias de Severidade para Meio Ambiente - Solo (Vazamento de Petróleo ou Derivados)

Tipo de ambiente (solo)	Categoria de severidade	Volume vazado (V) em m <sup>3</sup> , conforme grau API			
		API ≥ 45	35 ≤ API < 45	17,5 ≤ API < 35	API < 17,5
1 Terreno impermeável	V Catastrófica	≥ 100	≥ 200	≥ 350	≥ 500
	IV Crítica	70 ≤ V < 100	140 ≤ V < 200	250 ≤ V < 350	350 ≤ V < 500
	III Média	5 ≤ V < 70	10 ≤ V < 140	15 ≤ V < 250	25 ≤ V < 350
	II Marginal	1 ≤ V < 5	2 ≤ V < 10	3 ≤ V < 15	5 ≤ V < 25
	I Desprezível	V < 1	V < 2	V < 3	V < 5
2 Terreno permeável (não cultivável)	V Catastrófica	≥ 50	≥ 100	≥ 150	≥ 200
	IV Crítica	35 ≤ V < 50	70 ≤ V < 100	110 ≤ V < 150	150 ≤ V < 200
	III Média	4 ≤ V < 35	5 ≤ V < 70	10 ≤ V < 110	20 ≤ V < 150
	II Marginal	0,7 ≤ V < 4	1 ≤ V < 5	2 ≤ V < 10	4 ≤ V < 20
	I Desprezível	V < 0,7	V < 1	V < 2	V < 4
3 Terreno permeável (não cultivável com atividade antrópica)	V Catastrófica	≥ 30	≥ 40	≥ 50	≥ 60
	IV Crítica	20 ≤ V < 30	30 ≤ V < 40	35 ≤ V < 50	45 ≤ V < 60
	III Média	2 ≤ V < 20	4 ≤ V < 30	8 ≤ V < 35	15 ≤ V < 45
	II Marginal	0,4 ≤ V < 2	0,7 ≤ V < 4	1,5 ≤ V < 8	3 ≤ V < 15
	I Desprezível	V < 0,4	V < 0,7	V < 1,5	V < 3
4 Terreno cultivável	V Catastrófica	≥ 20	≥ 25	≥ 30	≥ 40
	IV Crítica	10 ≤ V < 20	15 ≤ V < 25	20 ≤ V < 30	30 ≤ V < 40
	III Média	1 ≤ V < 10	2,5 ≤ V < 15	5 ≤ V < 20	10 ≤ V < 30
	II Marginal	0,2 ≤ V < 1	0,5 ≤ V < 2,5	1 ≤ V < 5	2 ≤ V < 10
	I Desprezível	V < 0,2	V < 0,5	V < 1	V < 2

NOTA 1 A Tabela B.2 tem como fonte o padrão do SMES Corporativo da PETROBRAS de classificação, investigação, análise, documentação e divulgação de anomalias.

NOTA 2 Em se tratando de regiões notadamente sensíveis (a critério da equipe de avaliação), a categorização deve ser feita na faixa imediatamente superior.

### Anexo C - Estudo de Perigos e Operabilidade (HAZOP - Hazard and Operability Study)

C.1. Este Anexo orienta a aplicação da técnica de HAZOP em instalações da PETROBRAS. [Prática Recomendada]

C.2. O HAZOP é uma técnica indutiva e estruturada para identificar perigos de processo e potenciais problemas de operação associando, de forma sistemática, um conjunto de palavras-guia às variáveis de processo. Para cada desvio identificado são relacionadas suas causas, conseqüências, modos de detecção e salvaguardas existentes, recomendando medidas adicionais, quando necessário. A Figura C.1 apresenta um fluxograma com as etapas de aplicação da metodologia durante as reuniões de HAZOP.

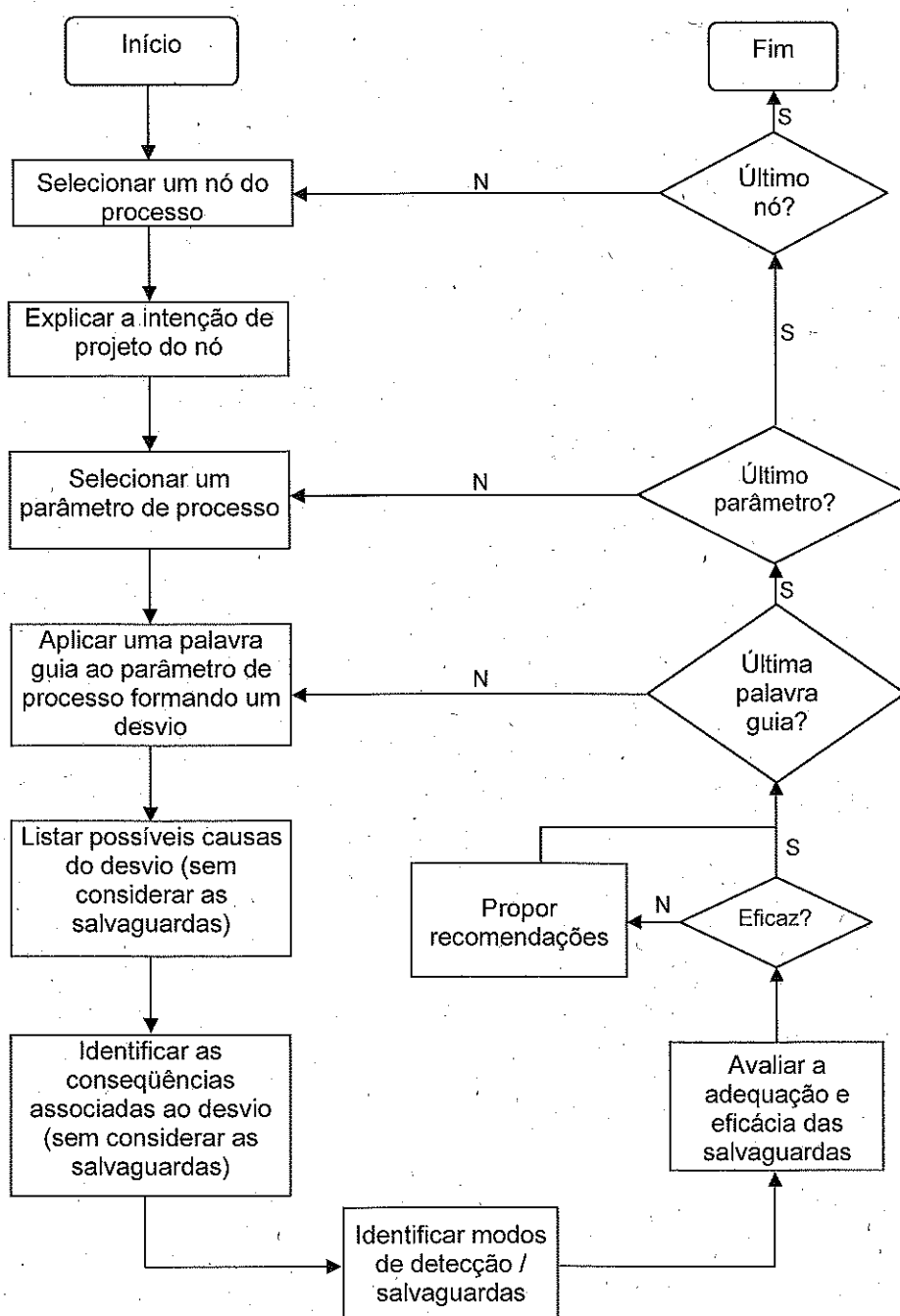


Figura C.1 - Fluxograma para Aplicação da Metodologia Durante as Reuniões de HAZOP

C.2.1 Nó é um trecho ou segmento de processo definido a partir dos fluxogramas de engenharia nos quais os desvios de processo são analisados.

C.2.2 Parâmetros de processo são as variáveis físicas do processo (vazão, pressão, temperatura, nível etc).

C.2.3 Palavras-guia são palavras ou expressões aplicadas aos parâmetros de processo para qualificar os desvios das intenções de projeto ou condições de operação.

C.2.4 Desvios são afastamentos das intenções de projeto ou condições de operação. A relação dos desvios aplicáveis é obtida a partir da combinação dos parâmetros de processo com as palavras-guia.

C.2.5 Modo de detecção é qualquer dispositivo, sistema ou outro meio que possa ser utilizado para perceber ou identificar a ocorrência do desvio. Somente nos casos de operações assistidas, poderão ser considerados sentidos humanos ou instrumentos com indicação local.

C.2.6 Salvaguarda preventiva é qualquer dispositivo, sistema ou ação capaz de interromper a cadeia de eventos que ocorre a partir de um evento iniciador (causa do desvio), diminuindo a probabilidade de ocorrência do cenário indesejável (distúrbio operacional, perda de contenção, acidente).

C.2.7 Salvaguarda mitigadora é qualquer dispositivo, sistema ou ação capaz de diminuir a severidade das consequências do cenário indesejável.

C.2.8 Caso as salvaguardas existentes ou previstas no projeto sejam consideradas insuficientes, o estudo prevê a proposta de medidas adicionais (recomendações) para diminuir a probabilidade de ocorrência do cenário ou ainda, mitigar as consequências levantadas.

C.2.9 Documentos mínimos necessários para aplicação de HAZOP:

- a) fluxogramas de engenharia (P&ID) com indicação dos controles e intertravamentos;
- b) matriz de causa e efeito, nos casos em que os P&IDs não indiquem as ações de intertravamento.

C.2.10 Equipe de HAZOP: recomenda-se uma equipe multidisciplinar formada por profissionais das áreas de processo, operação, instrumentação e controle, segurança industrial e manutenção.

C.2.10.1 Especialistas de áreas, tais como equipamentos estáticos, térmicos, dinâmicos ou elétricos, devem ser consultados pela equipe de avaliação sempre que houver necessidade de se confirmar premissas assumidas nas estimativas de risco envolvendo tais especialidades.

C.2.10.2 O líder da equipe de HAZOP necessita ter treinamento específico nessa técnica.

C.2.11 O HAZOP deve ser registrado em uma planilha. Para este registro pode ser utilizado o modelo apresentado na Figura C.2.

C.2.12 Para cada nó de estudo, o cabeçalho da planilha de registro do HAZOP normalmente contém os seguintes campos:

- a) unidade: Unidade Operacional seguida da identificação da instalação de processo que está em análise;
- b) sistema: identificação do sistema que está em análise;
- c) subsistema: identificação do subsistema que está em análise (quando aplicável);
- d) nó: descrição do nó de estudo, incluindo o início e o término do trecho, o qual recebe numeração seqüencial;
- e) nº desenho: número codificado de todos os fluxogramas de engenharia utilizados na análise do nó, incluindo revisão e data de emissão;
- f) data: data da análise de cada nó de estudo do HAZOP.

C.2.13 A planilha de registro do HAZOP deve conter, no mínimo, as colunas descritas em C.2.13.1 a C.2.13.6.

#### C.2.13.1 Desvio

A Tabela C.1 apresenta os desvios mínimos a serem aplicados no HAZOP, que devem ser registrados na planilha. Caso algum desvio não seja aplicável ou tenha conseqüências consideradas irrelevantes, as frases "não aplicável" ou "não relevante" devem ser registradas, de forma a se garantir que todos os desvios tenham sido analisados.

**Tabela C.1 - Listagem de Desvios**

Parâmetro	Palavra-guia	Desvio
Fluxo	Nenhum	Fluxo nenhum
	Menor	Fluxo menor
	Maior	Fluxo maior
	Também	Contaminação
	Reverso	Fluxo reverso
Nível	Menor	Nível menor
	Maior	Nível maior
Temperatura	Menor	Temperatura menor
	Maior	Temperatura maior
Pressão	Menor	Pressão menor
	Maior	Pressão maior

#### C.2.13.2 Possíveis Causas

São os eventos iniciadores do desvio, as razões pelas quais os desvios podem ocorrer. Estas causas podem incluir: falhas de equipamentos, erros humanos, alterações não previstas de condições operacionais e outras.

NOTA Falhas na demanda em intertravamentos/dispositivos de segurança não devem ser consideradas como causas de desvios.

#### C.2.13.3 Possíveis Efeitos

São as conseqüências decorrentes da concretização do desvio.

## C.2.13.4 Modos de Detecção

São dispositivos, sistemas ou outros meios já existentes na instalação ou previstos no projeto, utilizados para identificar a ocorrência do cenário acidental. Exemplos: alarmes, detectores de gás, visual, auditivo, olfativo etc.

## C.2.13.5 Salvaguardas

Conforme definido nos C.2.6 e C.2.7.

**NOTA** Considera-se como salvaguardas somente aqueles meios que estejam adequadamente dimensionados e em condições operacionais, que permitam a efetiva prevenção / mitigação do cenário analisado. Em caso de dúvida, deve-se recomendar a reavaliação da salvaguarda.

## C.2.13.6 Recomendações / Observações

Recomendações - descrição das medidas propostas para prevenir a ocorrência do cenário ou mitigar as consequências, sempre que as salvaguardas existentes forem consideradas insuficientes.

BR PETROBRAS		HAZOP - (Estudo de Perigos e Operabilidade)			Gerência emitente	
Unidade:		Sistema:			Data:	
Subsistema:				N° Documento:		
Nó 1:						
Desvio	Possíveis Causas	Possíveis Efeitos	Modos de Detecção	Salvaguardas	Recomendações / Observações	

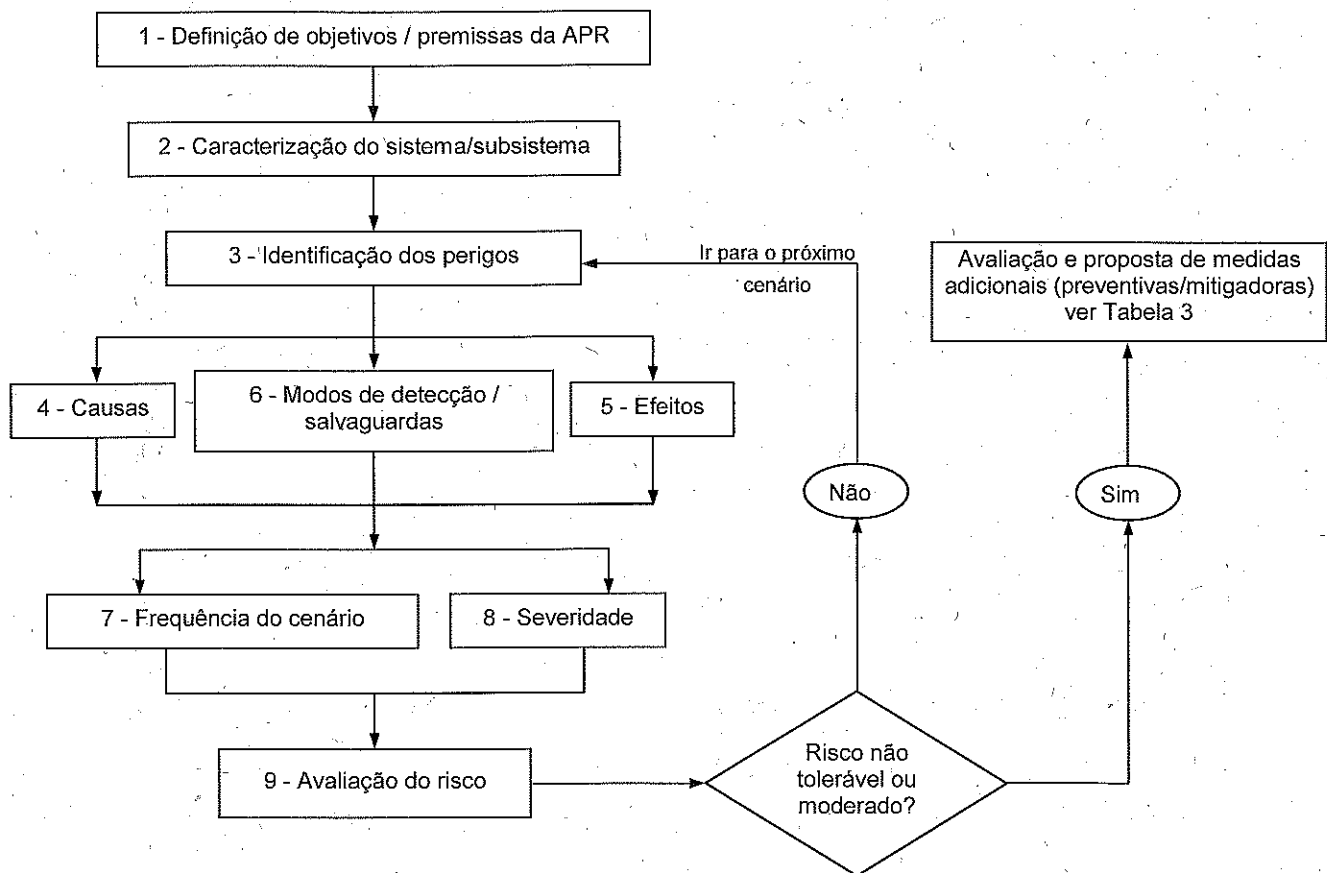
Figura C.2 - Exemplo de Planilha de HAZOP

## Anexo D - Análise Preliminar de Riscos (APR)

D.1 Este Anexo orienta a aplicação da técnica de APR em instalações da PETROBRAS. **[Prática Recomendada]**

D.2 A APR é uma técnica indutiva estruturada para identificar os principais perigos e situações acidentais, suas possíveis causas e conseqüências, avaliar qualitativamente seus riscos, analisar as salvaguardas existentes e propor medidas adicionais (recomendações).

D.3 A Figura D.1 apresenta um fluxograma com as etapas de aplicação da metodologia de APR.



**Figura D.1 - Fluxograma para Aplicação da Metodologia de APR**

D.4 A APR deve ser registrada em uma planilha. Para esse registro, pode ser utilizado o modelo apresentado na Figura D.2.

D.5 Para cada sistema analisado, o cabeçalho da planilha de registro da APR, normalmente, contém os seguintes campos:

- a) unidade: Unidade Operacional seguida da identificação da instalação de processo que está em análise;
- b) sistema: identificação do sistema ou etapa que está em análise;
- c) subsistema: identificação do subsistema ou tarefa que está em análise (quando aplicável);

- d) identificação dos documentos utilizados na análise, incluindo revisão e data de emissão;
- e) data de realização da APR.

D.6 A planilha de registro da APR, normalmente, contém as colunas descritas em D.6.1 a D.6.10.

#### D.6.1 Perigo

Ver definição na PETROBRAS N-2784.

#### D.6.2 Possíveis Causas

Podem advir de falhas de equipamentos, erro humano, uma condição de operação do processo não prevista, fatores externos etc.

#### D.6.3 Possíveis Efeitos

São os resultados decorrentes da concretização do perigo identificado, incluindo os efeitos físicos das possíveis perdas de contenção, a saber: Incêndio em poça, incêndio em jato, explosão, dispersão de produto tóxico ou inflamável, etc.

#### D.6.4 Modos de Detecção

São dispositivos, sistemas ou outros meios já existentes na instalação ou previstos no projeto, utilizados para identificar a ocorrência do cenário acidental. Exemplos: alarmes, detectores de gás, visual, auditivo, olfativo etc.

#### D.6.5 Salvaguardas

Conforme definido no item C.2.13.5.

#### D.6.6 Frequência

As categorias de frequência visam permitir uma avaliação da frequência do cenário acidental. Para a classificação da frequência do cenário acidental deve ser considerada a atuação das salvaguardas preventivas existentes ou previstas em projeto.

Para esta categorização deve ser utilizada a matriz de tolerabilidade de riscos apresentada na Tabela 2 desta Norma.

#### D.6.7 Severidade

Categorias de severidade atribuídas aos possíveis efeitos levantados para o cenário analisado, em relação às seguintes dimensões: segurança pessoal, patrimônio, meio ambiente e imagem da Companhia. Para esta categorização deve ser utilizada a matriz de tolerabilidade de riscos apresentada na Tabela 2 desta Norma.

**NOTA** Em função dos objetivos da APR pode não ser necessária a consideração de todas as dimensões: segurança pessoal, patrimônio, meio ambiente e imagem da Companhia.

**D.6.8 Riscos**

Categorias de risco resultantes da combinação da frequência de ocorrência com a severidade do cenário analisado, em relação às dimensões consideradas no estudo. Para esta categorização deve ser utilizada a matriz de tolerabilidade de riscos apresentada na Tabela 2 desta Norma.

**D.6.9 Recomendações / Observações**

Medidas propostas para prevenir a ocorrência do evento acidental ou mitigar suas conseqüências, sempre que as salvaguardas existentes forem consideradas insuficientes. As observações, quando necessárias, podem ser registradas nesta coluna com o objetivo de auxiliar o esclarecimento relativo ao cenário analisado.

**D.6.10 Cenário**

Número sequencial de identificação do cenário acidental.

<b>BR PETROBRAS</b>		<b>ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS (APR)</b>										<b>GERÊNCIA</b>		
Unidade:				Sistema:						Data:				
Subsistema:			Descrição:						Desenhos:					
Perigo	Causas	Efeitos	Detecções / Salvaguardas	Freq.	Pessoal		Instal.		MA		Imagem		Recomendações / Observações	Cenário
					S	R	S	R	S	R	S	R		

Legenda:  
 S = Severidade;  
 R = Risco.

**Figura D.2 - Exemplo de Planilha de APR**





**GRUPO DE TRABALHO - GT-36-04**

<b>Membros</b>			
<b>Nome</b>	<b>Lotação</b>	<b>Telefone</b>	<b>Chave</b>
Guilherme da Silva Telles Naegeli	CENPES/EB-AB-G&E/AEDC	812-7084	BB29
Antônio Eduardo Bier Longhi	AB-RE/ES/CN	814-5745	CJT1
Arlindo Antônio de Souza	E&P-ENGP/EP/EOEP	704-6654	W0C6
Carlos Magno Couto Jacinto	CENPES/PDP/TEP	812-6236	BM98
Gilsa Pacheco Monteiro	CENPES/EB-AB-G&E/AEDC	812-4378	NRLH
Luiz Maia Neto	UO-BC/OPM/SEOP	861-1583	FMEA
Marcia de Araújo Lisboa	E&P-ENGP/IPP/EISA	704-1618	Q070
Margareth Fernandez Ribeiro	UO-RIOSMS/SEG	815-6404	NREU
Marino Benamor Muratore	SMES/GGMS/SG	819-1266	DPO9
Mauricio Longo Braz Pessanha	E&P-CORP/SMS/SEG	704-9202	RFX3
Nilo de Moura Jorge	E&P-ENGP/IPP/ES	704-2091	W0Q3
Otávio Mauro Chaves Reimann	AB-CR/SMS/SEG	814-7952	UTR9
Regina Célia Vieira de Assis	CENPES/EB-E&P/PPEP	812-6276	BXS1
Renato Fernando Mendes	ENGENHARIA/IETEG/ETEG/DTEC	819-3011	SG3M
Salvador Simões Filho	RH/UP/ECTG&E	801-3174	Q012
<b>Secretário Técnico</b>			
Maria Fernanda Alves Soares	ENGENHARIA/AG/NORTEC-GC	819-3075	ELBN