
Sumário

Nota ao Leitor	VII
Apresentação	IX
Prefácio	XI
Siglas e Abreviaturas	XIII
Introdução	1
1.1 Conceitos gerais	1
1.2 A confiabilidade e a sua relação com o mercado de consumo	1
1.3 Matemática aplicada	2
1.4 O que significa confiabilidade em uma instalação petrolífera?	2
1.5 Lições aprendidas – erros que não queremos repetir. . . .	4
1.6 Riscos – níveis de aceitação	6
1.7 Disponibilidade – confiabilidade – manutenibilidade	7
1.8 Corrente de confiabilidade	10
1.9 Que visão deve ter o operador?	11
1.10 Qual metodologia aplicar?	12
1.11 Definição de objetivos	17
1.12 Quais são os outros resultados das auditorias?	18

1.13	Como implementar?	19
1.14	Processos de implementação.	20
Módulo P1 Incorporação de Novas Tecnologias (INT) .		23
P1.1	Definições – o que significa nova tecnologia?	24
P1.2	Considerações a serem tomadas antes da incorporação de novas tecnologias	24
P1.3	Etapas propostas para um processo de incorporação de novas tecnologias	24
P1.4	Aplicações com impacto positivo (com teste prévio)	26
P1.5	Aplicações de impacto negativo (com teste prévio)	27
P1.6	Aplicações com impacto negativo (sem teste prévio)	27
P1.7	Benefícios da análise de incorporação de novas tecnologias	30
P1.8	Limites da análise de incorporação de novas tecnologias	30
P1.9	Perguntas típicas da auditoria	31
Módulos P2 e C1 Metodologia FMEA		33
P2-C1.1	Definições	34
P2-C1.2	Considerações de FMEA aplicadas na fase do projeto	35
P2-C1.3	Considerações de FMEA aplicadas na fase de construção (RCM-MCC).	38
P2-C1.4	Passos da análise RCM-MCC	39
P2-C1.5	Benefícios de uma análise FMEA.	46
P2-C1.6	Limites de uma análise FMEA	46
P2-C1.7	Sistemática de atualização de FMEA.	46
P2-C1.8	Perguntas típicas da auditoria	47
Módulo P3 Matrizes Causa-Efeito (MCE)		49
P3.1	Definições	50
P3.2	Objetivos da elaboração das MCE.	50
P3.3	Desenvolvimento de uma MCE	50
P3.4	Forma de completar uma MCE	51

P3.5	Impacto das MCE na manutenção	53
P3.6	Definição de uma MCE como definitiva	53
P3.7	As MCE são suficientes para elaborar análises de risco posteriores?	53
P3.8	As normas da indústria como as API são suficientes para a definição das relações de uma MCE?	54
P3.9	Benefícios das MCE devidamente documentadas	55
P3.10	Sistemática de utilização das MCE	55
P3.11	Perguntas típicas da auditoria	56
Módulos P5 e P11 Análise de Risco APR-HAZOP. . . .		57
P5-P11.1	Definições.	58
P5-P11.2	Análise de risco qualitativa	58
P5-P11.3	Quando utilizar APR ou HAZOP?	61
P5-P11.4	Principais diferenças entre uma APR/HAZOP/WHAT IF	62
P5-P11.5	O que é uma APR e como se faz?	62
P5-P11.6	Vantagens da APR	62
P5-P11.7	Desvantagens da APR	63
P5-P11.8	O que é um HAZOP e como se faz?	63
P5-P11.9	Melhores práticas documentadas na Norma BS 61882	64
P5-P11.10	Utilização de parâmetros, variações e palavras-chave	64
P5-P11.11	Tabelas propostas para o uso no HAZOP.	65
P5-P11.12	Vantagens do HAZOP	66
P5-P11.13	Desvantagens do HAZOP.	67
P5-P11.14	Limites das análises APR-HAZOP	67
P5-P11.15	Quando é preferível a execução de uma APR-HAZOP?	68
P5-P11.16	Risco de incorporação de materiais falsificados	68
P5-P11.17	Lições aprendidas para aplicar.	69
P5-P11.18	Perguntas típicas da auditoria	69
Módulo P7 Análise LOPA		71
P7.1	Definição	72
P7.2	Conceitos de salvaguarda e camada de proteção.	72

XXII **┌ Processos de Confiabilidade na Indústria de Óleo e Gás ┐**

P7.3	Desenvolvimento de uma análise LOPA	73
P7.4	Benefícios da LOPA.	74
P7.5	Limites da LOPA	74
P7.6	Quando utilizar LOPA?	75
P7.7	Em que fase do ciclo de vida de uma instalação se utiliza LOPA?	75
P7.8	Como deve ser implementada uma análise LOPA?	76
P7.9	Definições utilizadas nas análises LOPA.	76
P7.10	Perguntas típicas da auditoria	77
Módulo P9 Normas Internacionais Aplicáveis.		79
P9.1	Definição	80
P9.2	Instituições consideradas	80
P9.3	As normas como parte da legislação	81
P9.4	As normas internas de uma empresa têm o mesmo peso relativo que uma internacional?	82
P9.5	Aplicação detalhada	83
P9.5.1	<i>American Petroleum Institute (API)</i>	83
P9.5.2	<i>American Society of Mechanical Engineers (ASME)</i>	86
P9.5.3	<i>American Society for Testing of Materials (ASTM)</i>	89
P9.5.4	<i>International Standardization Organization (ISO)</i>	90
P9.5.5	<i>National Association of Corrosion Engineers (NACE)</i>	92
P9.5.6	<i>National Fire Protection Association (NFPA)</i>	92
P9.5.7	<i>Tubular Exchanger Manufacturers Association (TEMA)</i>	93
P9.6	Perguntas típicas da auditoria	94
Módulo P12 Análise de Consequências		97
P12.1	Definição	98
P12.2	Limites da atividade	98
P12.3	Desenvolvimento de uma análise de consequências	98
P12.4	Benefícios da análise de consequências	99

P12.5	Quando aplicar a análise de consequências?	99
P12.6	Propagação de falhas	99
P12.7	Outros tipos de análise de consequências	101
P12.8	Revisão de alguns casos históricos	101
P12.9	Área de impacto no caso de gasodutos de transporte	103
P12.10	Perguntas típicas da auditoria	105
Módulo P13 Criticidade de Equipamentos		107
P13.1	Definição	108
P13.2	Graus de criticidade	108
P13.3	Outros critérios sobre criticidade de equipamentos	108
P13.4	Benefícios de uma boa definição de criticidade de equipamentos	109
P13.5	Limites da definição de criticidade de equipamentos	109
P13.6	Quando se deve identificar a criticidade de equipamentos?	110
P13.7	Crítérios de registro do valor da criticidade no CMMS	111
P13.8	Sequência de cálculo no Excel	111
P13.9	Perguntas mais frequentes	112
P13.10	Equipamentos críticos pela segurança operacional	114
P13.11	<i>Key Programme 3 (KP3)</i>	114
P13.12	Lições aprendidas	116
P13.13	Crítérios para definir uma não conformidade para os ECSO (SCE)	117
P13.14	Perguntas típicas da auditoria	117
Módulo P15 Manutenibilidade		119
P15.1	Definições	120
P15.2	Exemplo de requisito específico da Norma API 650 para manutenibilidade	120
P15.3	Quando deve ser elaborada a análise?	121
P15.4	Condições básicas do projeto	121
P15.4.1	Acessibilidade física para o operador de manutenção	121

XXIV **┌ Processos de Confiabilidade na Indústria de Óleo e Gás ┐**

P15.4.2	Acessibilidade para guindastes e elementos de elevação	122
P15.4.3	Acessibilidade para operador de manutenção	122
P15.4.4	Definição prévia da manutenção	123
P15.4.5	Disponibilidade de sobressalentes.	123
P15.4.6	Definição de sobressalentes críticos	123
P15.4.7	Instalação de acessórios para cumprir com o plano de manutenção	124
P15.4.8	Viabilidade física de execução das tarefas de inspeção	124
P15.4.9	Disponibilidade do equipamento para tarefas de calibração	124
P15.4.10	Áreas classificadas	125
P15.4.11	Desmontagem (de equipamentos).	125
P15.5	Soluções, mudando totalmente o projeto	126
P15.6	Revisão de casos históricos	126
P15.6.1	Acessos garantidos no projeto	126
P15.6.2	Válvulas de manobra	129
P15.7	Como iniciar a análise de manutenibilidade?.	130
P15.8	Exemplo: o que avaliar de manutenibilidade em um tanque?.	131
P15.9	Perguntas típicas da auditoria	132
Módulo P17	<i>Life Cycle Cost (LCC)</i>	133
P17.1	Definições	134
P17.2	Comparação dos diferentes LCC	134
P17.3	Boas Práticas de LCC.	135
P17.4	Lições aprendidas de LCC	137
P17.5	Erros mais comuns.	138
P17.6	Quando aplicar uma análise de LCC?	140
P17.7	Processo determinado pela Norma ISO 15663.	142
P17.8	Perguntas típicas da auditoria	145

Módulo C2.CB	Condição Básica	147
C2.CB.1	Definição	148
C2.CB.2	Responsabilidades	148
C2.CB.3	Como se determina cada elemento a ser considerado como condição básica?	149
C2.CB.4	Alguns critérios específicos utilizados	154
C2.CB.5	Condição básica no CMMS	157
C2.CB.6	Itens de condição básica em gasodutos	157
C2.CB.7	Consequências de não se considerar a condição básica	158
C2.CB.8	O que fazer quando há um desvio da condição básica?	158
C2.CB.9	Observação final.	159
C2.CB.10	Perguntas típicas da auditoria	159
Módulo C2.AR	Aceitação e Rejeição	161
C2.AR.1	Definição	162
C2.AR.2	Quando aplicar com maior efetividade os critérios de aceitação e rejeição?	162
C2.AR.3	Quando deve-se definir algum critério de aceitação e rejeição?	162
C2.AR.4	Critérios de aceitação e rejeição	163
C2.AR.5	Atenção!	163
C2.AR.6	Critérios para inspeção indireta	163
C2.AR.7	Tipos de critérios de aceitação e rejeição existentes	164
C2.AR.8	Previsões nas bases de dados	171
C2.AR.9	Outros exemplos de aplicação	172
C2.AR.10	Quando utilizar critérios de aceitação e rejeição?	174
C2.AR.11	Como devem ser implementados os critérios de aceitação e rejeição	174
C2.AR.12	Perguntas típicas da auditoria	175
Modulo C2.TM	Táticas de Manutenção	177
C2.TM.1	Definição	178

C2.TM.2	O que contém uma tática?	178
C2.TM.3	Utilidade de uma tática	179
C2.TM.4	Como priorizar o desenvolvimento de táticas?	179
C2.TM.5	Primeiro resultado da priorização	179
C2.TM.6	Consequências de não se dispor de táticas	180
C2.TM.7	Uma operação pode ser bem-sucedida sem táticas?	180
C2.TM.8	Táticas necessárias para uma operação de E&P	180
C2.TM.9	Algumas considerações complementares	182
C2.TM.10	Dificuldades na elaboração de táticas	183
C2.TM.11	Pode-se contratar um consultor para a sua execução?	184
C2.TM.12	Passos do desenvolvimento de uma tática	184
C2.TM.13	Perguntas típicas da auditoria	186
 Módulo C2.PGI Programa de Gestão de Integridade de Dutos		187
C2.PGI.1	Definição	188
C2.PGI.2	O que um PGI de dutos inclui para gasodutos?	188
C2.PGI.3	O que inclui um PGI de oleodutos?	189
C2.PGI.4	Informações gerais	191
C2.PGI.5	Planos e resultados	191
C2.PGI.6	Recomendação NACE 2013	192
C2.PGI.7	Elementos não considerados pela legislação	192
C2.PGI.8	O que acontece caso um PGI não seja implementado?	193
C2.PGI.9	Alcance do trabalho. Objetivos	193
C2.PGI.10	Índice proposto para desenvolvimento	194
C2.PGI.11	Plano de contingências – exigências mínimas	197
C2.PGI.12	Benefícios de se dispor de um PGI unificado	198
C2.PGI.13	Perguntas típicas da auditoria	198
 Módulo C6 Análise de Risco de Dutos		201
C6.1	Definição	202
C6.2	Localização no processo completo de um PGID	202

C6.3	Análise quantitativa vs. qualitativa	203
C6.4	O que se espera de uma análise de risco?	204
C6.5	Limites de uma análise de risco	205
C6.6	Caracterização de fluidos	205
C6.7	Ameaças previstas nas normas	206
C6.8	Definição de áreas de alto impacto em gasodutos	207
C6.9	Definição de áreas sensíveis	208
C6.10	Revisão de falhas e casos históricos	210
C6.11	Medidas mitigatórias de risco	212
C6.12	Perguntas típicas da auditoria	213
Módulo C13 <i>Minimum Equipment List (MEL)</i>		215
C13.1	Definições	216
C13.2	Uma lista de elementos/equipamentos é considerada como MEL quando cumpre com as seguintes condições	216
C13.3	Oportunidade de aplicação de um controle de MEL	217
C13.4	Aplicações explícitas de <i>minimum equipment list (MEL)</i>	218
C13.5	Relação entre MEL e o conceito de condição básica	220
C13.6	Formas de documentar um MEL	220
C13.7	Aplicação prática de MEL para E&P	221
C13.8	Benefícios de se definir no projeto a lista de MEL	224
C13.9	Perguntas típicas da auditoria	224
Módulo C14 <i>Análise de Causas Comuns de Falha (CCF)</i>		227
C14.1	Definições	228
C14.2	Oportunidade de aplicação de uma análise de CCF	229
C14.3	Usos implícitos da análise CCF	229
C14.4	Impacto das “common cause failures” em um SIS	230
C14.5	Projeto OECD/NEA ICDE	230
C14.6	Tipos de equipamentos em que se utiliza o ICDE	231
C14.7	Estatísticas das falhas identificadas no projeto ICDE	231
C14.8	Aplicação prática de CCF para E&P	233
C14.9	Causas em E&P que provocam CCF	234

XXVIII ┌ **Processos de Confiabilidade na Indústria de Óleo e Gás** ┐

C14.10	Como minimizar a probabilidade de CCF	235
C14.11	Benefícios de uma análise de CCF na fase de projeto . .	236
C14.12	Limites de uma análise de CCF	237
C14.13	Quando utilizar a CCF?	237
C14.14	Sistemática de verificação de CCF	238
C14.15	Como deve ser executada uma análise de CCF?	238
C14.16	Perguntas típicas da auditoria.	239
Módulo C16 Comissionamento.		241
C16.1	Definições	242
C16.2	Requisitos a serem cumpridos durante a fase de comissionamento a fim de se obter um bom funcionamento	242
C16.3	Principais problemas do comissionamento	243
C16.4	Impactos do comissionamento nas operações	243
C16.5	Falhas conhecidas de comissionamento.	244
C16.6	Conceito de inspeção inicial	245
C16.7	Conceito de verificação em fábrica e em campo.	245
C16.8	Falhas de comissionamento registradas.	246
C16.9	Listas de verificação por tipo de equipamento	247
C16.10	Processo proposto para grandes projetos.	248
C16.11	Limites de um comissionamento	248
C16.12	Perguntas típicas da auditoria.	248
Módulo O5 Manutenção de Conservação		251
O5.1	Definição.	252
O5.2	Escopo da manutenção de conservação	252
O5.3	Lições aprendidas na manutenção de conservação	254
O5.4	Conservação não significa o mesmo que medição, preventiva ou corretiva	256
O5.5	Tempo de conservação.	257
O5.6	Hibernação de equipamentos de processamento e tubulações	257

O5.7	Fatores que causam deterioração	257
O5.8	Processo de descomissionamento	258
O5.9	Inibidores por fase vapor (VPI e VSI)	258
O5.10	Manual interno de conservação	259
O5.11	Perguntas típicas da auditoria	260
Módulos O8 e O11 Procedimentos de Execução		261
O8-O11.1	Definição de procedimento	262
O8-O11.2	Quantidade de procedimentos necessários	264
O8-O11.3	Quais procedimentos são necessários?	265
O8-O11.4	Possíveis procedimentos de manutenção	265
O8-O11.5	Possíveis procedimentos de inspeção	265
O8-O11.6	Possíveis procedimentos de carga de dados	266
O8-O11.7	Atributos exigidos pela Norma API 770	266
O8-O11.8	Requisitos legais em vigor	267
O8-O11.9	Comentários sobre procedimentos de terceiros	267
O8-O11.10	Verificação da conformidade com os procedimentos (VCP)	268
O8-O11.11	Exemplo de desenvolvimento	268
O8-O11.12	Perguntas típicas da auditoria	270
Módulo O10 Confiabilidade Humana		271
O10.1	Definição	272
O10.2	Teorias utilizadas para a análise de erro humano	272
O10.3	Fatores de forma <i>performance-shaping-factor</i> (PSF)	273
O10.4	Situações que favorecem o erro	276
O10.5	Exemplos de possibilidades de erro	277
O10.6	Possíveis ações corretivas	278
O10.7	Estatísticas de ocorrência da API 770	278
O10.8	Autodiagnóstico	279
O10.9	Certificação de profissionais	279
O10.10	Codificação de causas de erro humano para CMMS	282

O10.11	Benefícios da análise de confiabilidade humana	285
O10.12	Perguntas típicas da auditoria.	285
Módulo O14 <i>Derating</i>		287
O14.1	Definição.	288
O14.2	<i>Derating</i> para equipamentos novos	288
O14.3	Normas de <i>derating</i>	290
O14.4	<i>Derating</i> para equipamentos em operação.	291
O14.5	<i>Derating</i> aplicado à idade de uma pessoa	292
O14.6	Exemplos de <i>derating</i> de operação.	293
O14.7	Requisitos do RTDT	294
O14.8	<i>Derating</i> de <i>design</i> implícito	294
O14.9	Motores e turbinas	295
O14.10	O cálculo de <i>derating</i> é simples?	295
O14.11	Quem controla a execução do <i>derating</i> ?.	296
O14.12	Perguntas típicas da auditoria.	297
Módulo O24 <i>Energias Perigosas</i>		299
O24.1	Definição.	300
O24.2	Identificação de energias perigosas	300
O24.3	Antecedentes estatísticos	300
O24.4	Conceito da caixa de pandora	301
O24.5	Requisitos legais específicos	302
O24.6	Benefícios de se ter um procedimento específico.	302
O24.7	Bloqueios	303
O24.8	Equipamentos temporariamente fora de serviço.	304
O24.9	Energias perigosas naturais – exemplos	305
O24.10	Quando deve ser utilizado o procedimento de controle de energias perigosas?	306
O24.11	Lições aprendidas.	307
O24.12	Perguntas típicas da auditoria.	308

Módulo O29	Gestão de Mudanças	311
O29.1	Definição	312
O29.2	Origem do requisito em Normas API para <i>offshore</i>	312
O29.3	Requisitos API RP 750	312
O29.4	Requisitos API RP 75	313
O29.5	API 75 e 750: gestão de mudanças	316
O29.6	ASME B31.8S: gestão de mudanças	317
O29.7	Análise de casos históricos	317
O29.8	Por que uma pequena mudança pode ser importante?	320
O29.9	Gestão de mudanças como uma exigência legal	321
O29.10	Materiais de origem duvidosa	321
O29.11	Perguntas típicas da auditoria	322
Referências		325
Glossário		339