

BS EN ISO 14224:2016



Publicación de Estándares BSI

**Industrias de petróleo,
petroquímica y gas natural
— recolección e intercambio
de datos de confiabilidad y
mantenimiento de equipos
(ISO 14224:2016)**

Prólogo Nacional

Este Estándar Británico es la implementación del Reino Unido del EN ISO 14224:2016. Este reemplaza al BS EN ISO 14224:2006 que está revocado.

La participación de Reino Unido en su preparación le fue conferida al Comité Tecnológico PSE/17/67, Comité de ingeniería y tecnología de confiabilidad.

La lista de organizaciones representadas en este comité se puede adquirir a petición de su secretario.

Esta publicación no tiene la intención de incluir todas las disposiciones necesarias de un contrato. Los usuarios son responsables de su correcta aplicación.

© The British Standards Institution 2016.
Publicado por BSI Standards Limited 2016

ISBN 978 0 580 90387 8

ICS 75.200; 75.180.01

El cumplimiento con el Estándar Británico no otorga inmunidad de obligaciones legales.

El Estándar Británico fue publicado bajo la autoridad del Comité Estratégico de Políticas de Estándares el 31 de octubre de 2016.

Modificaciones/correcciones emitidas desde su publicación

Fecha	Texto afectado
-------	----------------

ESTÁNDAR EUROPEO

EN ISO 14224

Octubre 2016

NORME EUROPÉENNE

EUROPÄISCHE NORM

ICS 75.180.01; 75.200

Reemplaza EN ISO 14224:2006

Versión en inglés

Industrias de petróleo, petroquímica y gas natural – recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos (ISO 14224:2016)

Industries du pétrole, de la pétrochimie et du gaz
naturel - Collecte et échange de données de fiabilité et
de mantenimiento des équipements (ISO
14224:2016)

Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie -
Sammlung und Austausch von Zuverlässigkeits- und
Wartungsdaten für Ausrüstungen (ISO 14224:2016)

Este Estándar Europeo fue aprobado por CEN el 22 de julio del 2016.

Los miembros de CEN están obligados a cumplir con las Normas Internas de CEN/CENELEC que estipulan las condiciones para dar a este Estándar Europeo el estatus de un estándar nacional sin ninguna alteración. Las listas actualizadas y las referencias bibliográficas referentes a dichos estándares nacionales se pueden obtener mediante una solicitud al Centro de Gestión CEN-CENELEC o con cualquier miembro de CEN.

Este Estándar Europeo existe en tres versiones oficiales (inglés, francés, alemán). Una versión traducida en otro idioma queda bajo la responsabilidad de un miembro de CEN y se debe notificar al Centro de Gestión de CEN-CENELEC obteniendo el mismo estatus de las versiones oficiales.

Los miembros de CEN son organismos de estándares nacionales de Austria, Bélgica, Bulgaria, Croacia, Chipre, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, La Ex República Yugoslava de Macedonia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Islandia, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Los Países Bajos, Noruega, Polonia, Portugal, Rumania, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suecia, Suiza, Turquía y El Reino Unido.



COMITÉ EUROPEO PARA LA ESTANDARIZACIÓN
COMITÉ EUROPÉEN DE NORMALISATION
EUROPÄISCHES KOMITEE FÜR NORMUNG

CENTRO DE GESTIÓN CEN-CENELEC: Avenue Marnix 17, B-1000 Brussels

Prólogo Europeo

Este documento (EN ISO 14224:2016) ha sido preparado por el Comité Técnico ISO/TC 67 “Materiales, equipos y estructuras marinas para las industrias de petróleo, petroquímica y gas natural” en colaboración con el Comité Técnico CEN/TC 12 “Materiales, equipos y estructuras submarinas para las industrias de petróleo, petroquímica y gas natural” cuyo secretariado está a cargo de NEN.

El Estándar Europeo deberá recibir el estado de estándar nacional, mediante la publicación de un texto idéntico o mediante aprobación, y los estándares nacionales contradictorios se deberán anular a más tardar en abril del 2017

Se advierte la posibilidad de que algunos de los elementos de este documento puedan ser objetos de derechos de patente. CEN [and/o CENELEC] no serán responsables de identificar alguno o todos los derechos de patente.

Este documento reemplaza a EN ISO 14224:2006.

De acuerdo a la Normas Internacionales de CEN-CENELEC, las organizaciones de estándares nacionales de los siguientes países tienen la obligación de implementar este Estándar Europeo: Austria, Bélgica, Bulgaria, Croacia, Chipre, República Chipre, Dinamarca, Estonia, Finlandia, La Ex República Yugoslava de Macedonia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Islandia, Irlanda, Italia, Eslovenia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Los Países Bajos, Noruega, Polonia, Portugal, Rumania, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suecia, Suiza, Turquía y el Reino Unido.

Notificación de Aprobación

ISO 14224:2016 ha sido aprobado por CEN como EN ISO 14224:2016 sin ninguna modificación

Contenidos

Prólogo.....	7
Introducción	8
1 Alcance	9
2 Referencias Normativas.....	10
3 Términos y Definiciones	10
4 Términos Abreviados.....	26
5 Aplicación.....	28
5.1 Cobertura del Equipo.....	28
5.2 Periodos de Tiempo	28
5.3 Usuarios de este Estándar Internacional.....	28
5.4 Limitaciones	29
5.5 Intercambio de datos de RM.....	30
6 Beneficios de la recolección e intercambio de datos RM	31
7 Calidad de Datos	33
7.1 Obtener datos de calidad	33
7.1.1 Definición de calidad de datos.....	33
7.1.2 Medidas de Planificación	33
7.1.3 Verificación de Calidad	34
7.1.4 Limitaciones y Problemas	35
7.2 Proceso de Recolección de Datos.....	35
7.2.1 Fuentes de datos	35
7.2.2 Métodos de Recolección de Datos.....	36
7.2.3 Organización y capacitación.....	36
8 Límites del equipo, taxonomía y definiciones de tiempos	37
8.1 Descripción de límites.....	37
8.2 Taxonomía.....	38
8.3 Temas de la Línea de Tiempo.....	41
8.3.1 Vigilancia y periodo operativo	41
8.3.2 Periodos de Recolección de Datos	42
8.3.3 Tiempos de Mantenimiento.....	42
9 Datos recomendados para equipos, fallas y mantenimiento	43
9.1 Categorías de datos	43
9.2 Formato de Datos.....	44
9.3 Estructura de base de datos.....	44
9.3.1 Descripción.....	44
9.3.2 Estructura Lógica.....	45
9.3.3 Arquitectura de la base de datos	45
9.4 Datos de Equipos.....	46
9.5 Datos de Falla.....	48
9.6 Datos de mantenimiento.....	50
9.6.1 General	50
9.6.2 Categorías de Mantenimiento.....	50
9.6.3 Informar datos de mantenimiento	51
Anexo A (Informativo) Atributos de clases de equipos.....	¡Error! Marcador no definido.
Anexo B (Normativo) Interpretación y notación de parámetros de fallas y mantenimiento	177
Anexo C (Informativo) Guía a la interpretación y cálculo de los parámetros derivados de confiabilidad y mantenimiento	206

Anexo D (Informativo) Requisitos de datos típicos..... 230

Anexo E (Informativo) Indicadores de Rendimiento Claves (KPIs) y benchmarking 238

Anexo F (Informativo) Clasificación y definición de fallas críticas de seguridad 251

Bibliografía..... 260

Prólogo

ISO (la Organización Internacional para la Estandarización) es una federación a nivel mundial de los organismos de estándares nacionales (organizaciones miembros de ISO). Los trabajos de preparar estos Estándares Internacionales normalmente se llevan a cabo a través de los comités técnicos de ISO. Cada organismo miembro interesado en alguna materia que posea un comité técnico establecido tiene el derecho de ser representado en aquel comité. Las organizaciones internacionales, gubernamentales y no gubernamentales, en colaboración con ISO, también forman parte de este trabajo. ISO colabora cercanamente con La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) sobre todos los asuntos de la estandarización electrotécnica.

Los procedimientos utilizados para desarrollar este documento y aquellos destinados para su mantenimiento posterior están descritos en las Directrices de ISO/IEC, Parte 1. En particular los diferentes criterios de aprobación necesarios para los diferentes tipos de documentos de ISO deben ser observados. Este documento fue redactado de acuerdo con las normas editoriales de las Directrices ISO/IEC, Parte 2. www.iso.org/directives

Asimismo, se advierte la posibilidad de que algunos elementos de este documento puedan ser objeto de derechos de patente. ISO no será responsable de identificar algunos o todos los derechos de patente. Los detalles de cualquier derecho de patente identificados durante el desarrollo de este documento estarán en la Introducción y/o en la lista de declaraciones de patentes recibidas de ISO www.iso.org/patents

Cualquier nombre/marca comercial utilizada en este documento se entiende como información otorgada para la conveniencia de los usuarios y no constituye un respaldo.

Para la explicación del significado de términos y expresiones específicas de ISO relacionadas a las evaluaciones de conformidad, así también con la información acerca de adhesión a los principios de WTO en los Obstáculos Técnicos de Comercio (TBT) véase el siguiente URL: [Foreword - Supplementary information](#)

El comité responsable de este documento es el Comité Técnico ISO/TC 67, *Materiales, equipos y estructuras marinas para las industrias de petróleo, petroquímica y gas natural*.

La tercera edición cancela y reemplaza a la segunda edición (ISO 14224:2006), que ha sido sometida a revisión técnica. Los principales cambios son:

- Cláusula 3 — varias nuevas definiciones;
- Cláusulas 8 y 9 — cambios en algunas figuras y tablas;
- Anexo A — nuevas clases de equipo;
- Anexo B — nuevos modos de falla alineados y asociados;
- Anexo C — algunos cambios y nuevas subcláusulas, p.ej. C.3.4 and C.7;
- Anexo D — nueva subcláusula D.5;
- Anexo E — nuevos KPIs;
- Anexo F — alineamiento con ISO/TR 12489:2013.

Esta versión corregida de ISO 14224:2016 incorpora varias correcciones editoriales.

Introducción

Este Estándar Internacional ha sido preparado basado en la experiencia de la última edición (ISO 14224:2006), la experiencia obtenida a través de su utilización, y conocimientos y mejores prácticas compartidas a través del proceso de desarrollo internacional.

En las industrias de petróleo, petroquímica y gas industrial, se le ha dado una mayor atención a la seguridad, disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad de los equipos. Los costos anuales de la industria en la falta de disponibilidad de equipos son muy grandes, a pesar de que muchos propietarios de plantas han mejorado la disponibilidad de sus instalaciones operativas al enfrentar este reto. Se ha puesto recientemente un énfasis más fuerte en diseños y mantención efectivos en los costos para plantas nuevas e instalaciones existentes entre más participantes en la industria. Al respecto, los datos en las fallas, los mecanismos de falla y el mantenimiento relacionado a esas instalaciones industriales y sus operaciones han llegado a ser más importantes. Es necesario que esta información sea utilizada mediante, y comunicada entre las partes involucradas y sus disciplinas, dentro de la misma compañía o entre compañías. Varias metodologías de análisis se utilizan para evaluar el riesgo de peligros a la personas y medioambiente, o para analizar la planta o el desempeño del sistema. Para que tales análisis sean efectivos y decisivos, los datos de confiabilidad y mantenimiento (RM) de equipos son vitales.

Estos análisis requieren de una comprensión clara de las características técnicas de los equipos, sus condiciones operativas y medioambientales, sus fallas potenciales y sus actividades de mantenimiento. Puede ser necesario tener datos que incluyan varios años de operaciones antes de que se hayan acumulado suficientes datos para dar resultados de análisis confiables y apoyo de decisiones relevantes. Por lo tanto, es necesario observar la recolección de datos como una actividad planeada y ejecutada a largo plazo con metas apropiadas en mente. Al mismo tiempo, tener una claridad de las causas de fallas es clave para priorizar e implementar acciones correctivas que den como resultado mejoras sustentables en la disponibilidad, con el propósito de mejorar las utilidades y la seguridad.

La recolección de datos es una inversión. La estandarización, cuando se combina con sistemas de gestión de datos mejorados que permiten la recolección y transferencia de datos electrónicamente, pueden dar como resultado la calidad mejorada de los datos para la confiabilidad y el mantenimiento. Se requiere un estándar para hacer posible la recolección, intercambio y análisis de los datos basados en puntos de vista en común. La estandarización de las prácticas de recolección de datos facilita el intercambio de información entre las partes relevantes, p.ej. las plantas, los propietarios, los fabricantes y contratistas alrededor del mundo.

Industrias de petróleo, petroquímica y gas natural – Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos.

1 Alcance

Este Estándar Internacional proporciona una base completa para la recolección de datos de confiabilidad y mantenimiento (RM por sus siglas en inglés) en un formato único para equipos en todas las instalaciones dentro de las industrias del petróleo, de gas natural y de petroquímicos, durante el ciclo de vida operacional completo de los equipos. Describe los principios de recolección de datos, además de los términos y definiciones asociados que conforman un “lenguaje de confiabilidad”, el cual puede ser útil al momento de comunicar la experiencia operativa. Los modos de falla definidos en la sección normativa de este Estándar Internacional se pueden utilizar como un “tesauro de confiabilidad” para diferentes aplicaciones tanto cuantitativas como cualitativas. Este Estándar Internacional también describe el control de calidad de los datos y las prácticas de aseguramiento, con el objeto de ofrecer orientación para el usuario.

La estandarización de las prácticas de recolección de datos facilita el intercambio de información entre las partes, p.ej. plantas, propietarios, fabricantes y contratistas. Este Estándar Internacional establece los requisitos que cualquier sistema de datos de RM interno o disponible en el mercado debe cumplir para el intercambio de datos de RM. Se proporcionan ejemplos, lineamientos y principios para el intercambio y combinación de los datos de RM. Este estándar también proporciona un marco general y lineamientos para establecer los objetivos de rendimiento y requisitos para la confiabilidad de los equipos y el rendimiento en términos de disponibilidad.

[Anexo A](#) contiene un resumen de los equipos cubiertos por este Estándar Internacional.

Este Estándar Internacional entrega recomendaciones con respecto a la cantidad mínima de datos que se requiere recolectar, con un enfoque en dos áreas principales:

- Los requisitos de datos para el tipo de datos a recolectar para el uso en diferentes metodologías de análisis;
- Formato estandarizado de datos para facilitar el intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento entre plantas, propietarios, fabricantes y contratistas.

Se deberán recolectar datos de las siguientes categorías principales:

- a) datos de equipos, p.ej. taxonomía de equipos, atributos de equipos;
- b) datos de fallas, p.ej. causa de fallas, consecuencias de fallas;
- c) datos de mantenimiento, p.ej. acciones de mantenimiento, recursos utilizados, consecuencias de mantenimiento, tiempo fuera de servicio.

NOTA La Cláusula 9 proporciona mayores detalles en relación al contenido y formato de los datos.

- 1) Las áreas principales en donde se utilizan estos datos son:
- 2) confiabilidad, p.ej. eventos de falla y mecanismos de falla;
- 3) disponibilidad/eficiencia, p.ej. disponibilidad de equipos, disponibilidad de sistemas, disponibilidad de producción de planta;
- 4) mantenimiento, p.ej. mantenimiento correctivo y preventivo, soporte de mantenimiento;
- 5) seguridad y medioambiente, p.ej. fallas de equipos con consecuencias adversas para la seguridad y/o

Este Estándar Internacional no aplica a lo siguiente:

- i. datos en relación a temas (directos) de costos;
- ii. datos de ensayos de laboratorio y manufactura (ej. ensayos de vida acelerada);
- iii. fichas de datos completas de equipos (sólo se incluyen aquellos datos que se consideren relevantes para la evaluación del rendimiento en confiabilidad);
- iv. datos adicionales de servicio que un operador puede, de manera individual, considerar como útiles para la operación y mantenimiento;
- v. métodos para analizar y aplicar los datos de RM (sin embargo, se incluyen principios para el cálculo de algunos parámetros básicos de confiabilidad y mantenimiento en los anexos).

2 Referencias Normativas

Los siguientes documentos, todos y en parte, están referenciados normativamente y son indispensables para su aplicación. Para referencias con fecha, solo aplica la edición citada. Para referencias sin fecha, la última edición del documento de referencia aplica (incluyendo cualquier modificación).

ISO 20815:2008, *Industrias de petróleo, petroquímica y gas natural – garantía de producción y gestión de confiabilidad*.

3 Términos y Definiciones

Para los propósitos de este documento, los siguientes términos y definiciones aplican.

NOTA Algunos parámetros RM derivados, que se pueden calcular de datos RM recolectados cubiertos por este Estándar Internacional, se encuentran en el Anexo C. Las referencias al Anexo C son consideradas apropiadas.

3.1

Tiempo activo de mantenimiento

Duración de una acción de mantenimiento, excluyendo la demora logística

Nota 1 a la entrada: Las demoras técnicas están incluidas en el tiempo activo de mantenimiento.

Nota 2 a la entrada: Vea [Figura 4](#) y Anexo C para una descripción más detallada y una interpretación de los tiempos de mantenimiento. Véase también ISO/TR 12489:2013, Figura 5.

Nota 3 a la entrada: Se puede llevar a cabo una acción de mantenimiento mientras el ítem esta función requerida.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-07-04, modificada – Notas 2 and 3 a la entrada han sido añadidas.]

3.2

Tiempo activo de reparación

Tiempo efectivo para lograr reparar un ítem

Nota 1 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013, Figuras 5 y 6.

Nota 2 a la entrada: Véase también definición “tiempo activo medio de reparación (MART)” en ISO/TR 12489:2013, 3.1.34, que está definido como “tiempo activo de reparación esperado”.

3.3

Disponibilidad

Capacidad de estar en un estado para funcionar según lo requerido

Nota 1 a la entrada: Véase Anexo C para una descripción e interpretación más detallada o disponibilidad.

Nota 2 a la entrada: Términos adicionales se encuentran en ISO/TR 12489:2013.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-01-23, modificada – Notas 1 y 2 a la entrada han sido añadidas.]

3.4

Límite

Interface entre un ítem y sus alrededores

3.5

Fallas de causa común

Fallas de ítems múltiples que de otra manera se considerarían independientes la una de la otra, resultando de una causa común

Nota 1 a la entrada: Las fallas de causa común también pueden ser fallas de modo común.

Nota 2 a la entrada: El potencial por fallas de causa común reduce la efectividad la redundancia del sistema

Nota 3 a la entrada: Es aceptado generalmente que las fallas ocurran simultáneamente o dentro de un tiempo corto la una de la otra.

Nota 4 a la entrada: Los componentes que fallan debido a una causa compartida normalmente fallan en el mismo modo funcional. Por lo tanto, el término de modo común se usa algunas veces. Sin embargo, no se considera que sea un término preciso para comunicar las características que describen una falla de causa común.

Nota 5 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013, 3.2.14 y 5.4.2.

Nota 6 a la entrada: Véase también C.1.6

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-03-18, modificada – Notas 3-6 a la entrada han sido añadidas.]

3.6

Fallas de modo común

Fallas de diferentes ítems caracterizadas por el mismo modo de falla

Nota 1 a la entrada: Las fallas de modo común pueden tener diferentes causas.

Nota 2 a la entrada: Las fallas de modo común también pueden ser fallas de causa común (3.5)

Nota 3 a la entrada: El potencial por fallas de modo común reduce la efectividad de la redundancia del sistema.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-03-19, modificada]

3.7

Mantenimiento basado en condiciones

CBM

Mantenimiento preventivo basado en la evaluación de la condición física

Nota 1 a la entrada: La evaluación de condiciones se puede realizar mediante la observación del operador, conducida de acuerdo al programa o mediante el monitoreo de condiciones de parámetros del sistema.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-06-07, modificada]

3.8

Mantenimiento correctivo

Mantenimiento llevado a cabo después de la detección de una falla hasta completar la restauración

Nota 1 a la entrada: El mantenimiento correctivo de software invariablemente involucra algunas modificaciones

Nota 2 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013, Figuras 5 y 6, que ilustran los términos utilizados para cuantificar el mantenimiento correctivo.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-06-06, modificada – Nota 2 a la entrada ha sido añadida.]

3.9

Falla crítica

Falla de un equipo que causa un cese inmediato de la capacidad de realizar una función requerida

Nota 1 a la entrada: Incluye fallas que requieren acción inmediata hacia el cese de la función realizada, aunque la operación pueda continuar operando por un periodo corto de tiempo. Una falla crítica resulta en una reparación no programada.

Nota 2 a la entrada: Véase también definición de “falla peligrosa crítica” y “falla segura crítica” en ISO/TR 12489:2013, 3.2.4 y 3.2.7, respectivamente.

3.10

Ciclo

Operación y liberación/restablecimiento subsecuente

[FUENTE: IEC 60050-444:2002, 444-02-11]

3.11

Falla de degradación

Falla que no cesa la función(es) fundamental, pero abarca una o varias funciones

Nota 1 a la entrada: La falla puede ser gradual, parcial o ambas. La función puede ser comprometida mediante cualquier combinación de resultados reducidos, incrementados o erráticos. Una reparación inmediata puede normalmente retrasarse, pero en el tiempo, tales fallas pueden convertirse en fallas críticas si las acciones correctivas no se llevan a cabo.

3.12

Demanda

Activación de una función (incluye activación funcional, de prueba, y operativa)

Nota 1 a la entrada: Véase C.1.3 para una descripción más detallada

Nota 2 a la entrada: Anexo F.3 proporciona una lista de equipos críticos para la seguridad que son objeto de pruebas periódicas.

Nota 3 a la entrada: Véase también definiciones relevantes en ISO/TR 12489:2013: “tiempo medio a la demanda (MTTD)” está definida en 3.1.38, “falla debido a la demanda” está definida 3.2.13, y “modo de demanda de operación de sistema de seguridad” está definido en 3.3.1.

3.13

Vida útil del diseño

Tiempo de uso planificado del sistema total

Nota 1 a la entrada: Es importante no confundir la vida útil del diseño con el “tiempo medio transcurrido hasta la falla” (MTTF), la cual está conformada por varios ítems que pueden fallar dentro de la vida útil del diseño del sistema siempre que sea factible la reparación o el reemplazo.

[FUENTE: ISO 20815:2008, 3.1.5]

3.14

Método de detección

Método a actividad mediante el cual una falla es detectada

Nota 1 a la entrada: Una categorización de métodos de detección (p.ej.) pruebas periódicas o monitoreo de condiciones continuas) mostrada en la [Tabla B.4](#).

3.15

Estado de parada

Estado no disponible

Estado deshabilitado internamente

<de un ítem> estado de incapacidad para realizar lo requerido debido a una falla interna o a mantenimiento preventivo

Nota 1 a la entrada: Estado de parada relacionado la indisponibilidad de un ítem.

Nota 2 a la entrada: Los adjetivos “de parada” o “no disponible” designa a un ítem en un estado de parada.

Nota 3 a la entrada: Véase también [Tabla 4 y Figura 4](#).

Nota 4 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013, Figuras 5 y 6.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-02-20, modificada – Notas 3 and 4 a la entrada han sido añadidas.]

3.16

Tiempo de parada

Intervalo de tiempo durante el cual un ítem está en estado de parada

Nota 1 a la entrada: El tiempo de parada incluye todas las demoras entre la falla del ítem y la restauración del servicio. El tiempo de parada puede ser planificado o no planificado (Véase [Tabla 4](#)).

Nota 2 a la entrada: Tiempo de parada medio en IEC 60050-192, 192-08-10, definido como la 'expectación de tiempo de parada'

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-02-21, modificada - Notas 1 y 2 a la entrada han sido añadidas.]

3.17

Downstream

Categoría del negocio usada más comúnmente en la industria del petróleo para describir los procesos de post-producción.

EJEMPLO Refinería, transporte y comercialización de productos del petróleo

Nota 1 a la entrada: Véase también A.1.4 para más detalles.

3.18

Clase de equipo

Clase de tipos similares de equipos (p.ej. todas las bombas)

Nota 1 a la entrada: [Anexo A](#) Contiene datos específicos de los equipos para los equipos cubiertos en este Estándar Internacional.

3.19

Datos del equipo

Parámetros técnicos, operacionales y medioambientales caracterizando el diseño y uso de un equipo

3.20

Tipo de equipo

Característica particular del diseño que es considerablemente diferente de otros diseños dentro de la misma clase de equipo

3.21

Equipo

Equipo específico dentro de una clase de equipo definido por sus límites

Nota 1 a la entrada: Al equipo se le da el nivel 6 de la clasificación de taxonomía del equipo según los niveles taxonómicos mostrados en [Figura 3](#).

3.22

Error

Discrepancia entre un valor o condición calculada, observada o medida y el valor o condición verdadero, especificado o teóricamente correcto

Nota 1 a la entrada: Un error dentro de un sistema puede ser causado por una falla de uno o más de sus componentes, o por la activación de una falla sistemática.

Nota 2 a la entrada: Un error puede ser causado por un ítem defectuoso, p.ej. un error de cómputo hecho por un equipo de cómputo defectuoso.

Nota 3 a la entrada: En este Estándar Internacional, el error es también usado específicamente por un software o por errores humanos.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-03-02, modificada – Notas 2 and 3 a la entrada han sido añadidas.]

3.23

Falla

<de un ítem> pérdida de la capacidad de realizar lo requerido

Nota 1 a la entrada: Una falla de un ítem es un evento que resulta en un defecto de ese ítem: Véase falla (3.22).

Nota 2 a la entrada: [fuente: ISO/TR 12489:2013]. Una falla de un ítem es un evento, lo que es distinto a la falla de un ítem el cual es un estado

Nota 3 a la entrada: Este concepto según lo definido no aplica a los ítems que consisten solo de software.

Nota 4 a la entrada: Véase [Tabla B.1](#), y también F.2 y F.3.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-03-01, modificada – Notas 2 a 4 a la entrada han sido añadidas.]

3.24

Causa de falla

Causa raíz

Serie de circunstancias que conducen a una falla

Nota 1 a la entrada: Una causa de falla puede originar durante la especificación, diseño, fabricación, montaje, operación o mantenimiento de un ítem.

Nota 2 a la entrada: Véase también B.2.3 y [Tabla B.3](#), que definen causas de falla para todas las clases de equipo.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-03-11, modificada – Nota 2 a la entrada ha sido añadida.]

3.25

Datos de falla

Datos que caracterizan la ocurrencia de un evento de falla

Nota 1 a la entrada: Véase también [Tabla 6](#).

3.26

Falla debido a la demanda

Falla que ocurre en la demanda

Nota 1 a la entrada: Véase para más detalles en ISO/TR 12489:2013, 3.2.13.

[FUENTE: ISO/TR 12489:2013, modificada – Nota 1 a la entrada ha sido añadida.]

3.27

Frecuencia de falla

Intensidad incondicional de la falla; probabilidad condicional por unidad de tiempo que un ítem falla entre t y $t+dt$, siempre que estuviera trabajando a tiempo 0

Nota 1 a la entrada: Otro término usado para la frecuencia de falla es “tasa de ocurrencia”

Nota 2 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013, 3.1.22 y 3.1.23.

[FUENTE: ISO/TR 12489:2013, modificada – Notas 1 y 2 a la entrada han sido añadidas.]

3.28

Impacto de falla

Efecto de una falla en la función(es) de un equipo o en la planta

Nota 1 a la entrada: En el nivel de equipo, el impacto de falla puede ser clasificado en tres clases (crítica, degradada, incipiente); Véase definiciones de “falla crítica” (3.9), “falla de degradación” (3.11) y “falla incipiente” (3.40). Clasificación de Impacto de falla en niveles de taxonomía 3 a 5 (Véase [Figura 3](#)) mostrada en la [Tabla 3](#).

Nota 2 a la entrada: La clasificación de impacto de falla en niveles de taxonomía 4 y 5 (Véase [Figura 3](#)) mostrada en la [Tabla 3](#). Véase también C.1.10.

3.29

Mecanismo de falla

Proceso que conduce a una falla

Nota 1 a la entrada: El proceso puede ser físico, químico, lógico o una combinación de los anteriores.

Nota 2 a la entrada: Véase también B.2.2 y Tabla [B.2](#), que define las causas de falla para todas las clases de equipo.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-03-12, modificada – Nota 2 a la entrada ha sido añadida.]

3.30

Modo de falla

Forma en que la falla ocurre

Nota 1 a la entrada: Véase también las tablas en B.2.6, en relación a los modos de falla relevantes que definen los modos de falla que se deben utilizar en cada clase de equipo

Nota 2 a la entrada: Los análisis pueden requerir la recolección de datos para que sean establecidos los diferentes niveles de taxonomía, Véase [Tabla 3](#).

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-03-17, modificada – Notas 1 and 2 a la entrada han sido añadidas.]

3.31

Falla bajo demanda

Falla que probablemente se observará cuando ocurra una demanda

Nota 1 a la entrada: La falla bajo demanda incluye las fallas ocurridas antes de la demanda y las fallas debido a la demanda.

Nota 2 a la entrada: Véase también C.6 en pruebas para fallas ocultas en el sistema de seguridad.

Nota 3 a la entrada: Véase también definición en *falla debido a la demanda* ([3.26](#)).

Nota 4 a la entrada: Véase ISO/TR 12489:2013, 3.1.15 para la definición de la probabilidad de una falla bajo demanda (PFD).

Nota 5 a la entrada: Diferentes modos de falla son utilizados para reflejar la falla bajo demanda (Véase las tablas en B.2.6).

[FUENTE: ISO/TR 12489:2013, modificada – Notas 1 al 5 a la entrada han sido añadidas.]

3.32

Tasa de falla

Probabilidad condicional por unidad de tiempo que el ítem tiene una falla entre e y $t + dt$, siempre y cuando ese haya estado trabajando por sobre $(0, t)$

Nota 1 a la entrada: Véase también definición de tasa de falla en ISO/TR 12489:2013, 3.1.18.

Nota 2 a la entrada: Véase también definición de tasa de falla en IEC 60050-192:2015, 192-05-06 (tasa de falla instantánea).

[FUENTE: ISO/TR 12489:2013, modificada – Notas 1 and 2 a la entrada han sido añadidas.]

3.33

Defecto

Incapacidad de realizar lo requerido debido a un estado interno

Nota 1 a la entrada: Un defecto de un ítem es el resultado de una falla, ya sea del propio ítem, o una deficiencia en una etapa temprana del ciclo de vida, tal como la especificación, diseño, fabricación o mantenimiento. Véase *falla latente* ([3.44](#)).

Nota 2 a la entrada: Un defecto es a menudo el resultado de una falla de un ítem en sí, pero el estado puede existir sin una falla. (Véase ISO 20815:2008, 3.1.14).

Nota 3 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013, 3.2.2.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-04-01, modificada – Notas 2 and 3 a la entrada han sido añadidas.]

3.34

Datos genéricos de confiabilidad

Datos de confiabilidad que cubren familias de equipos similares

Nota 1 a la entrada: Véase Anexo D.5 y Tabla D.5.

3.35

Falla oculta

Falla que no es evidente de inmediato para el personal de operación y mantenimiento

Nota 1 a la entrada: Las fallas en los equipos que ocurrieron en un punto del tiempo temprano, pero que fueron primero observadas bajo demanda, entran en esta categoría. Tales fallas se revelan primero cuando la funcionalidad relevante es probada (activada).

Nota 2 a la entrada: Véase definición con notas a la entrada en ISO/TR 12489:2013,

3.2.11. Nota 3 a la entrada: Véase también *falla latente* (3.44).

3.36

Error humano

Discrepancia entre una acción humana llevada a cabo u omitida y la intención

EJEMPLO Realizar una acción incorrecta; omitiendo una acción requerida.

Nota 1 a la entrada: La discrepancia con intención es considerada esencial para determinar el error humano (Véase [303]).

Nota 2 a la entrada: El término “error humano” a menudo es atribuido en retrospectiva a una decisión, acción o no acción humana considerada como un iniciador o causa contribuyente de un resultado negativo tal como una pérdida o un daño.

Nota 3 a la entrada: En la evaluación de confiabilidad humana, un error humano es definido como cualquier miembro de un conjunto de acciones o actividades humanas que exceden algunos límites de aceptación, esta es una acción o una omisión fuera de tolerancia donde los límites del desempeño están definidos por el sistema (Véase [298]).

Nota 4 a la entrada: Véase también IEC 62508:2010 para mayores detalles.

Nota 5 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013, 5.5.2.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-03-14, modificada – Notas 1 al 5 a la entrada han sido añadidas.]

3.37

Fatiga humana

Pérdida de la función fisiológica y psicológica como resultado de desvelos extendidos, trabajo duro, estimulación excesiva, enfermedad o estrés

Nota 1 a la entrada: La fatiga humana se puede relacionar a algunas causas de falla en [Tabla B.3](#), p.ej. error operacional

[FUENTE: Moore-Ede M.:2009, modificada – Nota 1 a la entrada ha sido añadida.]

3.38

Estado de inactividad

Estado de inactividad disponible durante el tiempo no requerido

Nota 1 a la entrada: El adjetivo “inactivo” designa un ítem en un estado inactivo.

Nota 2 a la entrada: En algunas aplicaciones, un ítem en estado de inactividad tiene subsistemas de funcionamiento, y por lo tanto es considerado operativo.

Nota 3 a la entrada: El tiempo no operativo abarca el tiempo inactivo, el tiempo de espera y el tiempo de discapacidad externa.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-02-14, modificada – Nota 3 a la entrada ha sido añadida.]

3.39

Tiempo inactivo

Intervalo de tiempo para el cual el ítem esté en un estado de inactividad

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-02-15]

3.40

Falla incipiente

Imperfección en el estado o condición de un ítem que hace que una falla degradada o crítica pueda (o no) eventualmente ocurrir como resultado esperado si las acciones correctivas no se llevan a cabo

Nota 1 a la entrada: El registro de la falla incipiente requiere de algunos criterios respecto a cuándo una falla de esta naturaleza requiere de registro a diferencia de un estado/condición donde no se requieren acciones correctivas.

3.41

Nivel jerárquico

Nivel de subdivisión de un ítem desde el punto de vista de una acción de mantenimiento

3.42

Integridad

Capacidad de una barrera de funcionar como se requiera cuando se necesite

Nota 1 a la entrada: Véase 3.1.2 en ISO/TR 12489:2013 para definición de integridad de seguridad

Nota 2 a la entrada: Existen diferentes definiciones de integridad: planta, activo, sistema, tubería, pozo (Véase ISO 16530-1: —, 2.73), mecánica, seguridad (Véase ISO/TR 12489:2013, 3.1.2), estructural y técnica.

3.43

Ítem

Objeto a ser considerado

Nota 1 a la entrada: El ítem puede ser una parte individual, componente, aparato, unidad funcional, equipo, subsistema, o sistema.

Nota 2 a la entrada: El ítem puede consistir de hardware, software, personas o cualquier combinación de los mismos.

Nota 3 a la entrada: En este Estándar Internacional, el término común “ítem” es utilizado en los niveles de taxonomía 6 a 9 en [Figura 3](#). Véase también 3.30, el cual define un nivel de ítem específico.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-01-01, modificada – Nota 3 a la entrada ha sido añadida.]

3.44

Falla latente

Falla no detectada

<de un ítem> falla que no se ha hecho evidente

Nota 1 a la entrada: Una falla latente puede eventualmente ser revelada mediante el mantenimiento preventivo o mediante la falla del sistema

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-04-08, modificada]

3.45

Ciclo de vida

Serie de etapas identificables a través de las cuales un ítem pasa, desde su concepción hasta el desecho

Nota 1 a la entrada: Véase 5.2 para el propósito de recolección de datos.

Nota 2 a la entrada: Véase también ISO 20815:2008, Tabla 2 para el propósito de garantía de producción

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-01-09, modificada – Notas 1-2 a la entrada han sido añadidas.]

3.46

Demora logística

Retrasos, incluyendo los retrasos administrativos, incurridos para la provisión de recursos necesarios para que una acción de mantenimiento pueda proceder o continuar

Nota 1 a la entrada: Los retrasos logísticos se deben a, por ejemplo, viajes a instalaciones sin supervisión, llegada pendiente de repuestos, especialistas, equipos de prueba e información, y retrasos debido a condiciones medioambientales inadecuadas (p.ej. un retraso debido al clima)

Nota 2 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013, Figura 5.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-07-13, modificada – Notas 1 and 2 a la entrada han sido añadidas.]

3.47

Mantenibilidad

< de un ítem> capacidad de conservar, o restaurar a un estado de rendimiento requerido, bajo condiciones dadas de uso y mantenimiento

Nota 1 a la entrada: Las condiciones dadas incluirían aspectos que afecten la mantenibilidad, tales como: ubicación para el mantenimiento, accesibilidad y procedimientos y recursos de mantenimiento.

Nota 2 a la entrada: La mantenibilidad se puede cuantificar usando mediciones apropiadas. Véase IEC 60050-192:2015, 192-07- Apoyo de mantenibilidad y mantenimiento: mediciones.

Nota 3 a la entrada: Véase Anexo C Para una definición e interpretación más detallada de mantenibilidad [FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-01-27, modificada – Nota 3 a la entrada ha sido añadida.]

3.48

Ítem mantenible

Ítem que constituye una parte o un ensamble de partes que normalmente están en el nivel más bajo en la jerarquía de equipos durante el mantenimiento

3.49

Mantenimiento

Combinación de todas las acciones técnicas y de gestión que tienen la intención de retener un ítem, restaurarlo a un estado en que pueda realizar lo requerido

Nota 1 a la entrada: Véase también definición de “mantenimiento” en ISO/TR 12489:2013, 3.4.1.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-06-01, modificada – Nota 1 a la entrada ha sido añadida.]

3.50

Concepto de mantenimiento

La definición de los objetivos de mantenimiento, línea de mantenimiento, niveles jerárquicos, niveles de mantenimiento, apoyo al mantenimiento y sus interrelaciones

Nota 1 a la entrada: La política de mantenimiento proporciona las bases para la planificación del mantenimiento, determinando los requisitos de soportabilidad y el desarrollo de apoyo logístico.

Nota 2 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013, 3.4.2.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-06-02, modificada – Nota 2 a la entrada ha sido añadida.]

3.51

Datos de mantenimiento

Datos que caracterizan la acción de mantenimiento planeada o realizada

Nota 1 a la entrada: Se refiere al tipo de datos que tratan con este Estándar Internacional.

Nota 2 a la entrada: Véase también 9.6.3, [Tabla 8](#).

Nota 3 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013, Cláusula 3.

3.52

Impacto de mantenimiento

Efecto del mantenimiento en la función(es) de la planta o del equipo

Nota 1 a la entrada: A nivel de equipos, se definen dos clases de impacto: crítico y no crítico. A nivel de planta se definen tres clases: impacto total, parcial o cero.

3.53

Horas hombre de mantenimiento

Lapso acumulado de tiempos de mantenimiento individuales utilizados por todo el personal de mantenimiento para un tipo de acción de mantenimiento dado o sobre un intervalo de tiempo dado

Nota 1 a la entrada: Las horas hombre de mantenimiento se expresan en unidades de horas.

Nota 2 a la entrada: Ya que varias personas pueden trabajar al mismo tiempo, las horas hombres no están directamente relacionadas a otros parámetros como el “tiempo de reparación” y el “tiempo de parada medio”.

3.54

Plan de mantenimiento

Serie de tareas estructuradas y documentadas que incluye las actividades, procedimientos, recursos y la escala de tiempo requerida para llevar a cabo el mantenimiento

Nota 1 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013, 3.4.6.

[FUENTE: EN 13306:2010, 2.5, modificada – Nota 1 a la entrada ha sido añadida.]

3.55

Registro de mantenimiento

Parte de la documentación del mantenimiento que contiene toda la información de fallas, defectos y mantenimiento relacionada a un ítem

Nota 1 a la entrada: Este registro también puede incluir costos de mantenimiento, disponibilidad del ítem o tiempos de activación y otros datos relevantes.

3.56

Soportabilidad de mantenimiento Soportabilidad

<de un ítem> Capacidad para sustentar la disponibilidad requerida con un perfil operacional definido y recursos de logística y mantenimiento dados

Nota 1 a la entrada: La soportabilidad de un ítem resulta de la mantenibilidad inherente (3.47), combinada con factores externos al ítem que afectan la relativa facilidad de proveer el mantenimiento y el apoyo logístico requeridos.

Nota 2 a la entrada: Véase Anexo C para más detalles con respecto a la interpretación de la mantenibilidad.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-01-31, modificada – Nota 2 a la entrada ha sido añadida.]

3.57

Número medio de ciclos sin fallas

MCTF

Número esperado de ciclos antes de que falle un ítem

Nota 1 a la entrada: Véase también C.3.4.

Nota 2 a la entrada: Se refiere a la definición de *ciclo* (3.10).

3.58

Número medio de ciclos

Número esperado de ciclos por unidad de tiempo

Nota 1 a la entrada: Véase también C.3.4.

Nota 2 a la entrada: Se refiere a la definición de *ciclo* (3.10).

3.59

Tiempo activo medio de reparación

MART

Tiempo activo de reparación esperado

Nota 1 a la entrada: El MART es el tiempo efectivo esperado para la reparación

Nota 2 a la entrada: Véase también la definición tiempo activo de reparación

[FUENTE: ISO/TR 12489:2013, 3.1.34, modificada – Nota 2 a la entrada ha sido añadida.]

3.60

Tiempo medio transcurrido entre fallas

METBF

Tiempo transcurrido esperado entre fallas sucesivas de un ítem reparable

Nota 1 a la entrada: Véase para más detalles en ISO/TR 12489:2013, 3.1.30.

Nota 2 a la entrada: IEC 60050-192:2015, 192-05-13 Define tiempo medio operativo entre fallas (abreviados por MTBF o MOTBF) como “expectación de la duración del tiempo operativo entre fallas”.

Nota 3 a la entrada: Véase también Anexo C.

3.61

tiempo total medio de reparación

MRT

Tiempo esperado para lograr las siguientes acciones:

- tiempo transcurrido antes de comenzar la reparación; y,
- tiempo efectivo para la reparación; y,
- tiempo antes de que un ítem esté disponible para reestablecer la operación

Nota 1 a la entrada: Véase ISO/TR 12489:2013, Figuras 5 a 7.

[FUENTE: ISO/TR 12489:2013, 3.1.33]

3.62

Tiempo medio transcurrido hasta la falla

MTTF

tiempo esperado antes de que falle un ítem

Nota 1 a la entrada: Véase para más detalles en ISO/TR 12489:2013, 3.1.29.

Nota 2 a la entrada: IEC 60050-192:2015, 192-05-11, define MTTF como “expectación del tiempo operativo hasta la falla”

Nota 3 a la entrada: Véase también Anexo C.

[FUENTE: ISO/TR 12489:2013, 3.1.29, modificada – Notas 1 al 3 a la entrada han sido añadidas.]

3.63

Tiempo medio de reparación

MTTR

Tiempo esperado para lograr la reparación de un ítem con falla

Nota 1 a la entrada: Véase para más detalles en ISO/TR 12489:2013, 3.1.31.

Nota 2 a la entrada: IEC 60050-192:2015 define el término como “expectación del tiempo de

restauración”.

Nota 3 a la entrada: Véase también definición of ‘tiempo medio para restaurar’ en ISO/TR 12489:2013, 3.1.32.

Nota 4 a la entrada: En la vida real el tiempo de detección es 0 (fallas reveladas inmediatamente) o desconocido (fallas detectadas mediante pruebas). Solo MRT y MART pueden ser recolectados

Nota 5 a la entrada: Véase también C.5.5.2.

3.64

Tiempo medio para restaurar

MTTRes

Tiempo esperado para lograr las siguientes acciones:

- a) el tiempo para detectar la falla; y,
- b) el tiempo transcurrido antes de comenzar la reparación; y,
- c) el tiempo efectivo para reparar; y,
- d) el tiempo antes de que el componente esté disponible para ponerlo nuevamente en operación

Nota 1 a la entrada: Véase para más detalles en ISO/TR 12489:2013,

3.1.32. Nota 2 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013 Figuras

5 a 7.

Nota 3 a la entrada: Véase también definición de “tiempo de reparación total medio” y “tiempo de reparación activo medio” en ISO/TR 12489:2013, 3.1.33, respectivamente.

Nota 4 a la entrada: El tiempo medio para la restauración está abreviada como MTTR en IEC 60050-192:2015, 192-07-23.

[FUENTE: ISO/TR 12489:2013, 3.1.32, modificada – Notas 1 al 4 a la entrada han sido añadidas.]

3.65

Midstream

Categoría del negocio que involucra los sectores de procesamiento, almacenamiento y transporte de la industria del petróleo

EJEMPLO Transporte en tuberías, terminales, procesamiento y tratamiento de gases, LNG, LPG y GTL.

Nota 1 a la entrada: Véase también A.1.4 para más detalles

3.66

Tiempo de movilización

Tiempo para conseguir todos los recursos necesarios disponible para ejecutar el mantenimiento

Nota 1 a la entrada: El tiempo transcurrido antes de comenzar el mantenimiento depende del acceso a recursos p.ej. los repuestos, herramientas, personal, intervención marítima y buques de apoyo.

Nota 2 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013, Figura 5 y Figura 7.

3.67

Modificación

Combinación de todas las acciones técnicas y administrativas destinadas a cambiar un ítem

Nota 1 a la entrada: La modificación no es normalmente parte del mantenimiento, pero se realiza frecuentemente por el personal de mantenimiento

Nota 2 a la entrada: El cuidado es necesario en la recolección y análisis de datos de RM para distinguir entre el mantenimiento debido a fallas y el mantenimiento debido a modificaciones en el equipo.

Nota 3 a la entrada: Véase también [Tabla B.5](#).

3.68

Falla no crítica

Falla de un equipo que no causa un cese inmediato de la capacidad de realizar la función requerida

Nota 1 a la entrada: Las fallas no críticas se pueden categorizar como “degradadas” o “incipientes” (Véase definiciones separadas en falla de degradación y falla incipiente).

Nota 2 a la entrada: El término “crítico” no tiene el mismo significado en ISO/TR 12489:2013 con en este Estándar Internacional; Véase para más detalles en F.4.1.

3.69

Estado operativo

<de un ítem> estado de rendimiento de acuerdo a lo requerido

Nota 1 a la entrada: Véase también [Tabla 4](#).

Nota 2 a la entrada: En algunas aplicaciones, un ítem en un estado de inactividad se considera operativo [FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-02-04, modificada – Nota 1 a la entrada ha sido añadida.]

3.70

Tiempo operativo

Intervalo de tiempo durante el cual un ítem está en un estado operativo

Nota 1 a la entrada: La duración del tiempo operativo se puede expresar en unidades apropiadas al ítem correspondiente, p.ej. tiempo corrido, ciclos operativos, distancia a cubrir, y las unidades deben siempre estar establecidas claramente.

Nota 2 a la entrada:
El tiempo operativo incluye la operación real del equipo o el estado disponible del equipo para realizar la función requerida.

Nota 3 a la entrada: Véase también [Tabla 4](#).

Nota 4 a la entrada: El punto en el tiempo de puesta en marcha puede diferenciarse dependiendo del ítem sujeto a la recolección de datos, y puede comenzar desde el tiempo de montaje, tiempo de comisionamiento, o tiempo de inicio del servicio/producción/inyección.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-02-05, modificada – Nota 1 a la entrada ha ido modificada y las notas 2 al 4 a la entrada han sido añadidas.]

3.71

Mantenimiento de oportunidad

Mantenimiento de un ítem que está aplazado o avanzado en el tiempo es realizado cuando una oportunidad no planificado se encuentra disponible

3.72

Objetivo de rendimiento

Nivel indicativo para un desempeño deseado

Nota 1 a la entrada: Véase para más detalles en ISO 20815:2008, 3.1.32 y Anexo F. [FUENTE: ISO 20815:2008, 3.1.32, modificada – Nota 1 a la entrada ha sido añadida.]

3.73

Requisito de rendimiento

Nivel mínimo requerido para el desempeño de un sistema

Nota 1 a la entrada: Los requisitos son normalmente cuantitativos, pero también pueden ser cualitativos

[FUENTE: ISO 20815:2008, 3.1.33, modificada]

3.74

Prueba periódica, pruebas de

verificación

Operación planificada realizada a intervalos de tiempo constante con el fin de detectar fallas ocultas potenciales que puedan haber ocurrido en el entretanto

Nota 1 a la entrada: Las fallas ocultas inseguras de un Sistema de seguridad que no son detectadas mediante pruebas de diagnóstico pueden ser detectadas mediante pruebas periódicas. Tales pruebas se llaman “pruebas de verificación” en los estándares que tratan con la seguridad funcional (p.ej. IEC 61508-4:2010, 3.8.5).

Nota 2 a la entrada: Véase ISO/TR 12489:2013, 3.4.8, 3.4.9 y 3.4.10 para más detalles.

[FUENTE: ISO/TR 12489:2013, 3.4.8, modificada – Nota 2 a la entrada ha sido añadida.]

3.75

Petroquímica

Categoría del negocio que produce químicos derivados del petróleo y utilizados como materias primas para la fabricación de una variedad de plásticos y otros productos relacionados

EJEMPLO Metanol y

polipropileno

Nota 1 a la entrada: Véase A.1.4 para más

detalles

3.76

Mantenimiento planeado

Mantenimiento programado

Mantenimiento preventivo planeado

Mantenimiento llevado a cabo de acuerdo con el programa de tiempo especificado

Nota 1 a la entrada: El mantenimiento programado puede identificar la necesidad de acciones de mantenimiento correctivo.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-06-12, modificada]

3.77

Mantenimiento

predictivo

PdM

Mantenimiento basado en la predicción de una condición futura de un ítem valorado o calculado desde una serie definida de datos históricos y parámetros operacionales futuros conocidos

Nota 1 a la entrada: Véase 9.6, [Tabla B.4](#) and [B.5](#), y también Tabla E.3.

3.78

Mantenimiento

preventivo PM

Mantenimiento llevado a cabo para mitigar la degradación y reducir la probabilidad de falla

Nota 1 a la entrada: Véase también mantenimiento basado en condiciones, y planificación (programada) de mantenimiento.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-06-05]

3.79

Falla aleatoria

Falla que ocurre de una manera aleatoria

[FUENTE: ISO/TR 12489:2013]

3.80

Redundancia

Existencia de más de un medio para realizar una función requerida de un ítem

Nota 1 a la entrada: Véase C.1.2 para más detalles, donde pasivo (frío), activo (caliente) redundancia en receso y mezclada son descritas.

Nota 2 a la entrada: Redundancia en IEC 61508 se llama “tolerancia de falla”.

Nota 3 a la entrada: IEC 60050-192:2015, 192-10-02 Define redundancia como “la provisión de más de un medio para realizar una función”.

3.81

Confiabilidad

Capacidad de un ítem para realizar una función requerida bajo condiciones dadas durante un intervalo de tiempo dado

Nota 1 a la entrada: El término “confiabilidad” es también utilizado como una medida de desempeño y también puede definirse como una probabilidad; Véase ISO/TR 12489:2013, 3.1.8.

Nota 2 a la entrada: Véase también Anexo C.

Nota 3 a la entrada: IEC 60050-192:2015, 192-01-24 “la capacidad de realizar lo requerido sin fallas, durante un intervalo de tiempo dado, bajo condiciones dadas”.

Nota 4 a la entrada: Los ejemplos de datos específicos de equipos en [Anexo A](#) enlista las condiciones operativas y técnicas que pueden causar diferencias en el desempeño de confiabilidad del equipo.

3.82

Datos de confiabilidad

Datos para la confiabilidad, mantenibilidad y apoyo de mantenimiento y desempeño

[FUENTE: ISO 20815:2008, 3.1.42]

3.83

Función requerida

servicio Función o combinación de funciones de un ítem que es considerado necesario para proporcionar un servicio dado

3.84

Equipos críticos para la seguridad

Equipos e ítems permanentes, temporales y portátiles que desempeñan un papel importante en el sistema de seguridad/funciones.

3.85

Falla crítica de seguridad

Fallas peligrosas críticas que no son detectadas

EJEMPLO Fallas reveladas mediante pruebas periódicas.

Nota 1 a la entrada: Fallas peligrosas críticas están en ISO/TR 12489:2013, 3.2.4 definidas como “fallas peligrosas que conducen a una inhibición total de la acción de seguridad (p.ej. conducen a una situación peligrosa para el sistema protegido)”

Nota 2 a la entrada: Véase también Anexo F, y específicamente F.4.1. de acuerdo con el indicador “fracción de falla”.

[FUENTE: ISO/TR 12489:2013, notas 1 y 2 a la entrada han sido añadidas.]

3.86

Sistema de seguridad

Sistema el cual es utilizado para implementar una o más funciones de seguridad

Nota 1 a la entrada: La función de seguridad está en ISO/TR 12489:2013, 3.1.6 definida como “la función destinada a lograr o mantener un estado seguro, con respecto a un evento peligroso específico”.

Nota 2 a la entrada: Sistemas con funciones de seguridad están definidas en ISO/TR 12489:2013, Anexo A. Estos sistemas también están interrelacionados en [Tabla A.3](#).

[FUENTE: ISO/TR 12489:2013, 3.1.7, modificada – Notas 1 and 2 a la entrada han sido añadidas.]

3.87

Error de software

Resultados erróneos producidos por el uso de un software

EJEMPLO Código incorrecto en un programa de cómputo que resulta en un error.

Nota 1 a la entrada: Véase [Tabla B.2](#) para la lista de mecanismos de falla de equipos relevantes.

Nota 2 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013, B.3, y Nota 5 a la entrada 3.2.17 (Falla sistemática) en ISO/TR 12489:2013.

Nota 3 a la entrada: Véase también definición de “error” (3.22).

3.88

Sub-unidad

Montaje de ítems que proporciona una función específica que es requerida por el equipo dentro del límite principal para lograr un desempeño esperado

3.89

Periodo de vigilancia

Intervalo de tiempo (tiempo de calendario) entre la fecha de inicio y la fecha término y la recolección de datos RM

Nota 1 a la entrada: Véase Anexo C para más detalles.

Nota 2 a la entrada: El tiempo de vigilancia en la recolección de datos es una parte del total acumulado del tiempo operativo (Véase definición de tiempo operativo).

3.90

Falla sistemática

Falla que ocurre con mucha frecuencia bajo condiciones particulares en el manejo, almacenaje o uso

Nota 1 a la entrada: Véase también Anexo F.

Nota 2 a la entrada: Véase también para más detalles en ISO/TR 12489:2013, 3.2.17.

Nota 3 a la entrada: Los datos de confiabilidad cubre fallas aleatorias y sistemáticas descritas en ISO/TR 12489:2013, Figura B.5

[FUENTE: ISO/TR 12489:2013, 3.2.17, modificada – Notas a la entrada 1 al 3 han sido añadidas.]

3.91

Número de etiqueta

Código único que identifica la función del equipo y su ubicación física

Nota 1 a la entrada: Véase Anexo C para definiciones e interpretaciones más detalladas.

Nota 2 a la entrada: Normalmente incluye el Sistema al que pertenece. Los sistemas cubiertos se muestran en [Tabla A.3](#).

Nota 3 a la entrada: También autorizado “ubicación funcional” en algunos CMMIS.

Nota 4 a la entrada: Al equipo se le asigna una etiqueta solo mientras ocupe esa función y ubicación. Véase También nota de pie de página en [Tabla 5](#).

3.92

Taxonomía

Clasificación sistemática de ítems en grupos genéricos basados en factores posiblemente comunes a varios ítems.

3.93

Trip

Parada de máquina desde la condición normal operativo hasta la parada total

Nota 1 a la entrada: Trip: La parada es activada automáticamente mediante un Sistema de Control/Monitoreo:

- trip real La parada se realiza como resultado de un valor de monitoreo (o calculado) en el sistema de control excediendo un límite pre establecido;

- trip espurio Una parada inesperada resultante de una falla(s) en el sistema de control/monitoreo o error(es) obligado en el sistema de control/monitoreo originado desde el medioambiente o las personas.

Nota 2 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013, 3.4.14.

3.94

Parada de planta

Parada de revisión

Evento planeado en donde un proceso entero se saca de la línea para modernización o renovación.

Nota 1 a la entrada: Véase también ISO 20815:2008, Tabla G.1.

3.95

Incertidumbre

<de una cantidad> incapacidad para determinar con precisión cual es o será el valor verdadero de una cantidad

Nota 1 a la entrada: La incertidumbre puede tener diferentes significados dentro de la recolección e intercambio de datos. Se puede usar como una medida de variabilidad dentro de una población, que es un tipo de incertidumbre que a menudo se refiere como incertidumbre estocástica (o aleatoria). La incertidumbre también puede tener un significado subjetivo (incertidumbres epistémicas).

3.96

Estado disponible

<de un ítem> estado de estar disponible para realizar lo requerido

Nota 1 a la entrada: El estado ascendente se relaciona con el desempeño de disponibilidad del ítem.

Nota 2 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013, Figura 5.

[FUENTE: IEC 60050-192:2015, 192-02-01, modificada – Notas 1 y 2 a la entrada han sido añadidas.]

3.97

Tiempo disponible

Intervalo de tiempo durante el cual un ítem está en un estado disponible

Nota 1 a la entrada: Véase también ISO/TR 12489:2013, Figura 3.

Nota 2 a la entrada: tiempo disponible medio está definido en IEC 60050-192:2015 como “expectación del tiempo disponible”.

3.98

Upstream

Categoría del negocio de la industria del petróleo que involucra la exploración y producción

EJEMPLO Instalación marítima de producción de petróleo o gas, pozo de perforación, buques de intervención.

Nota 1 a la entrada: Véase también A.1.4 para más detalles.

4 Términos Abreviados

NOTA Algunas abreviaciones específicas utilizadas para tipos de equipos (p.ej. BOP) y unidades (p.ej. kW) no están incluidas en esta cláusula, pero están cubiertas dentro de cada cláusula/subcláusula donde son utilizadas. También existen algunas abreviaturas utilizadas en este documento (Véase p.ej. Tabla D.1), que no se incluyen en esta cláusula.

CAPEX gasto de capital

CBM mantenimiento basado en condiciones

CDF función de distribución acumulativa

CM monitoreo de condiciones

CMMIS	sistema de información de gestión de mantenimiento computarizado
DHSV	válvula de seguridad en pozo
ESD	parada de emergencia
FTA	análisis de falla de árbol
FMECA	modo de falla, análisis de criticidad y efecto
HIPPS	sistema de protección de presión de integridad alta
KPI	indicadores claves de rendimiento
LCC	costo de ciclo de vida
LEL	límite de explosividad inferior
MART	tiempo activo medio de reparación
MCTF	número medio de ciclos sin fallas
MEG	glicol mono etileno
MI	ítem mantenible
METBF	tiempo medio transcurrido entre fallas
MTTF	tiempo medio transcurrido hasta la falla
MTTR	tiempo medio de reparación
MTTRes	tiempo medio para restaurar
MUT	tiempo promedio
MDT	tiempo de parada medio
MRT	tiempo total medio de reparación
NCR	informe de incumplimiento
NDT	pruebas no destructivas
OPEX	gasto operacional
PdM	mantenimiento predictivo
PM	mantenimiento preventivo
PFD	probabilidad de falla bajo demanda
P&ID	diagrama de tuberías e instrumentación
PSD	parada de proceso
PSV	válvula de seguridad a presión
QA	garantía de calidad
QN	notificación de calidad
QRA	evaluación de riesgo cuantitativo
RAM(S)	confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad (y seguridad)
RBI	inspección basada en riesgo
RCM	mantenimiento centrado en la confiabilidad RM confiabilidad y mantenimiento

SCSSV	válvula de seguridad submarina de superficie controlada
SIS	sistema instrumentado de seguridad
SIF	función instrumentada de seguridad
SIL	nivel de integridad de seguridad
SSIV	válvula de aislamiento submarina
TEG	trietileno glicol
TTF	tiempo para falla
TTR	tiempo para reparación
WO/OT	orden de trabajo

5 Aplicación

5.1 Cobertura del Equipo

Este Estándar Internacional es aplicable a todos los tipos de equipos utilizados en la industria del petróleo, petroquímica y gas natural, incluyendo, pero no limitado a categorías de equipos tales como equipos de procesos, tuberías, equipos de seguridad, equipos submarinos, sistemas de tuberías, equipos de carga y descarga, equipos de pozos y equipos de perforación. El equipo puede estar permanentemente instalado en las instalaciones o utilizado para las fases de instalación, mantenimiento y modificación. Los principios de este Estándar Internacional pueden ser también relevantes para las fases de pre producción, p.ej. como se obtiene y se sistematiza la experiencia durante la calificación de tecnología, la fabricación y las pruebas asociadas (QN, NCR, etc.).

El [Anexo A](#) contiene ejemplos de cómo este Estándar Internacional se debe utilizar para tipos de equipos específicos. Se espera que los usuarios definan las taxonomías para clases de equipos adicionales requeridas en base a los principios establecidos por este Estándar Internacional.

Algunos principios para la recolección de datos de RM a nivel de equipo se pueden aplicar para la realización de monitoreo y análisis a nivel de la planta o sistema constituido de varias clases de equipos. Sin embargo, la realización de monitoreo del rendimiento de las instalaciones y la planta también requiere de otros tipos de datos que no están cubiertos por este Estándar Internacional.

5.2 Periodos de Tiempo

Este Estándar Internacional es aplicable a la recolección de datos durante el ciclo de vida operativo del equipo, incluyendo la instalación, puesta en marcha, operación, mantenimiento y modificación. Las fases de pruebas de laboratorio, manufactura y fabricación no son abordadas específicamente en este Estándar Internacional. Sin embargo, muchos de los principios de este estándar se pueden utilizar por el fabricante del equipo para recolectar y sistematizar fallas que ocurren en el equipo durante la fabricación y detectadas durante las pruebas de aceptación, p.ej. para informes de incumplimiento (NCR). Además, se hace un énfasis de que el análisis de datos de RM históricos relevantes deberá ser utilizado para el dimensionamiento de tales pruebas antes de entrar en operación. La calificación y el desarrollo tecnológico también requiere, y se beneficia de los conocimientos de confiabilidad del pasado para revelar áreas de mejoras potenciales (Véase 8.3)

5.3 Usuarios de este Estándar Internacional

Este Estándar Internacional está dirigido para usuarios como:

Planta/instalación:	Instalación de operación, p.ej. personal de mantenimiento e ingeniería registrando fallas de equipo o eventos de mantenimiento en los sistemas de gestión de información de la instalación.
---------------------	---

Propietario/operador/compañía:	Personal de confiabilidad u otros creando bases de datos de confiabilidad (genéricas) del equipo para un equipo ubicado en las instalaciones de la compañía; los ingenieros de confiabilidad que requieran de datos o ingenieros de mantenimiento que preparen planes de mantenimiento. Este Estándar Internacional proporciona un formato para analizar cualquier elemento apropiado de datos de RM en asociación con un análisis (descrito en el Anexo D); p.ej. análisis de causa de raíz, análisis de rendimiento histórico, predicción de rendimiento futuro, usos en un proceso de diseños, etc.
Industria:	Grupos o compañías que intercambian datos de RM de equipos o comparten la base de datos de confiabilidad como un proyecto de cooperación. La comunicación mejorada del rendimiento de confiabilidad del equipo requiere que se adhieran a los principios en este Estándar Internacional (como un “idioma de confiabilidad”).
Fabricantes/Diseñadores:	El uso de datos RM para mejorar los diseños del equipo y aprender de experiencias pasadas.
Autoridades/organismos regulatorios:	Un formato para comunicar cualquier dato de RM en base a eventos individuales o según lo requerido por la compañía operativa. Por ejemplo, este Estándar Internacional es vital para las autoridades que fiscalizan la confiabilidad de equipos de seguridad.
Consultor/Contratista:	Un formato y un estándar de calidad para proyectos de recolección de datos de y análisis de aspectos de seguridad, confiabilidad o mantenimiento comúnmente realizados por contratistas/consultores para los propietarios de los activos (p.ej. compañías de petróleo)

Si bien otras partes, tales como los desarrolladores de un software de gestión de mantenimiento, pueden encontrar este Estándar Internacional útil, se espera que los usuarios primarios sean los propietarios/o los operadores quienes deben encontrar que los datos a ser recolectados están disponibles y de fácil acceso dentro de las instalaciones en operación.

5.4 Limitaciones

A través del análisis de datos, los parámetros RM se pueden determinar para su uso en el diseño, operación y mantenimiento. Este Estándar Internacional no proporciona descripciones detalladas de métodos para el análisis de datos. Sin embargo, sí proporciona recomendaciones para definir y calcular algunos parámetros de RM vitales (Anexo C) y revisa los propósitos y beneficios de algunas metodologías analíticas en las cuales se pueden usar los datos. Tales metodologías analíticas y áreas de aplicación se pueden encontrar en otros Estándares Internacionales, y estos Estándares han sido aprovechados con el propósito de identificar y coordinar los requisitos de datos de RM (Véase Anexo D).

A pesar de que los datos de costos son importantes para establecer prioridades para oportunidades de mejora, y están incluidos frecuentemente en el análisis de rendimiento de confiabilidad, los datos (parámetros) de costos no están incluidos de manera específica en este Estándar Internacional. La mayoría de las instalaciones rastrean los costos de mantenimiento (horas-hombre), reemplazo de equipos, mejoras de capital, interrupción del negocio y eventos medioambientales. Estos datos se pueden mantener en el sistema de información de gestión de mantenimiento computarizado (CMMIS). Cuando los costos se requieren para establecer el análisis de confiabilidad en una perspectiva económica o para el cálculo del costo de ciclo de vida, el usuario debe obtener esta información desde fuentes apropiadas dentro de la instalación o la compañía operativa.

Debido a la variedad de usuarios para los datos de RM, los requisitos para datos en el programa de recolección de datos se deben adaptar a la aplicación(es) esperada. Los resultados creíbles de análisis

están directamente relacionados con la calidad de los datos recolectados. Si bien este Estándar Internacional no especifica en detalle las medidas de calidad, las prácticas de control y garantías de la calidad de datos están delineados para proporcionar una guía para el usuario.

La información técnica reunida para describir el equipo y su ubicación dentro de una planta, instalación o sistema en este Estándar Internacional, no pretende ser exhaustivo y completo como el sistema general de información técnica de la planta, pero sí un soporte para identificar y explicar las variables para los propósitos de funciones analíticas. Sin embargo, el uso de términos técnicos comunes es recomendado y ligado al sistema de información del ciclo de vida y a los estándares técnicos de equipos. Aunque este Estándar Internacional describe cómo registrar actividades de mantenimiento con el propósito de la confiabilidad del equipo y optimización de la disponibilidad, este Estándar no pretende actuar como un estándar para especificar en detalle cómo se documentan los programas de mantenimiento.

El estado técnico del equipo y la degradación del rendimiento de éste se pueden registrar a través de sistemas de monitoreo de condiciones, los cuales requieren detalles más allá de los datos del equipo cubiertos en este Estándar Internacional. Sin embargo, este Estándar Internacional contiene elementos de datos de RM que pueden ser utilizados en tales sistemas de monitoreo de condiciones.

Este Estándar Internacional no tiene la intención de ser una especificación de software de los sistemas de la base de datos, pero puede en general, cumplirse con el fin de facilitar y mejorar el intercambio de datos de RM en la industria.

5.5 Intercambio de datos de RM

Un objetivo mayor de este Estándar Internacional es hacer posible el intercambio de datos de RM en un formato en común dentro de una compañía, entre compañías, dentro de un rubro industrial o para el dominio público. Las medidas para asegurar la calidad de los datos se discuten en la Cláusula 7. Algunos aspectos adicionales a considerar con respecto al intercambio de datos de RM son los siguientes.

- **Datos detallados versus datos procesados:** Los datos pueden ser intercambiados en varios niveles desde la falla real y los registros de mantenimiento hasta los datos en un nivel más agregado. Por ejemplo, si solo se requiere el número de fallas de una cierta categoría, es necesario intercambiar solo la cantidad de fallas para estas fallas. Esta clase de información se proporciona comúnmente en fuentes de datos públicos (p.ej. libros de datos de confiabilidad). Para el intercambio de datos de todo el rendimiento de una unidad o de una planta (benchmarking), los llamados indicadores claves de rendimiento (KPI) se pueden utilizar. Ejemplos de KPIs se muestran en el Anexo E.
- **Sensibilidad de datos:** Algunos campos de datos pueden ser de cierto carácter sensible y/o posiblemente utilizarse para fines que no se pretendían (p.ej. para obtener ventajas comerciales, comunicación no calificada de experiencia de planta/equipos). Para evitar esto, se pueden utilizar dos opciones:
 - Datos “en blanco”;
 - Hacer que estos datos sean anónimos.

La última se puede lograr al definir algunos códigos anónimos que representan el elemento de datos, donde solamente pocas personas autorizadas conocen la conversión entre los códigos y los datos reales. Esto es recomendable si estos campos de datos son esenciales para la taxonomía de datos.

Es importante reconocer la sensibilidad comercial potencial del intercambio de datos de confiabilidad y otros datos en relación al rendimiento. Las leyes de competencia prohíben los acuerdos o arreglos de “boicot colectivo” entre competidores donde estos acuerdan no tratar con ciertos proveedores/contratistas. Un estudio de benchmarking donde los competidores intercambian información para que los proveedores/contratistas puedan ser “clasificados” incurre en un riesgo real de que las partes del estudio de benchmarking lleguen a una conclusión en común de no utilizar ciertos proveedores/contratistas, y esto se debe evitar. Los arreglos de boicot colectivos son violaciones a la ley de competencia y pueden dejar a los individuos y compañías expuestos a acciones criminales.

Por lo tanto, es necesario que cualquier intercambio cumpla con las leyes nacionales e internacionales que gobiernan las prácticas anti-competitivas. De ahí, se recomienda que antes de embarcarse en tal ejercicio, exista clarificación de las normas locales para evitar posibles infracciones.

- Seguridad de datos: El rendimiento de equipo operacional sistematizado (es decir, datos RM de calidad que tienen un costo de adquisición) es un activo de gran valor, y los datos no abiertos al dominio público deberán ser tratados con medidas de seguridad apropiadas para evitar el mal uso y no afectar la reputación de las partes asociadas. Esto se relaciona al almacenamiento de datos (p.ej. ubicación segura), transmisión de datos (p.ej. Internet), acceso a datos para usuarios autorizados (p.ej. clave de acceso).
- Valor de los datos: En algunos casos, es útil definir una “medida de valor” para una cantidad de datos de confiabilidad. Esto puede ser el caso en proyectos conjuntos de la industria donde se supone que varios contribuyentes contribuyen con un “valor” de datos equitativo. Se pueden usar dos enfoques:
 - calcular el costo real de la recolección de datos;
 - evaluar el valor de los datos al combinar la población con tiempo de vigilancia agregado.

6 Beneficios de la recolección e intercambio de datos RM

A pesar de que muchos de los propietarios de plantas han mejorado la disponibilidad de sus instalaciones operativas, pérdidas en la producción y costos de mantenimiento debido a la mala confiabilidad del equipo, aún representan un alto costo industrial anual. Aunque la mayoría de los eventos de falla no son catastróficos, una mayor claridad de las causas de los eventos de falla es clave para priorizar e implementar acciones de mantenimiento correctivo. Esto da como resultado mejoras sustentables en la confiabilidad, logrando mejorar la rentabilidad y la seguridad.

Los beneficios de los análisis de datos de confiabilidad son amplios, incluyendo la oportunidad de optimizar el calendario de inspecciones y revisiones de los equipos, el contenido de los procedimientos de mantenimiento, así también como el análisis de costo del ciclo de vida de programas de repuestos y modernizaciones en instalaciones operativas a nivel mundial. Otros beneficios que resultan de la recolección y análisis de datos RM incluyen mejoras en la toma de decisiones, reducciones en fallas catastróficas, impactos medioambientales reducidos, un más efectivo benchmarking y análisis de tendencias de rendimiento y una mayor disponibilidad de las unidades de proceso. Los principios de recolección e intercambio de datos delineados en este Estándar Internacional requieren el aseguramiento de producción indicado en ISO 20815:2008, Tabla 2 (p.ej. “rastreo y análisis de datos de desempeño”).

La mejora de la confiabilidad de equipos depende de las experiencias del uso en la vida real. Por lo tanto, la recolección, análisis y retroalimentación de los datos de rendimiento a los diseñadores y fabricantes de equipos son primordiales. También al momento de comprar nuevos equipos los datos de RM son parámetros claves para tomarse en cuenta.

Con el fin de combinar datos de varios equipos, plantas o a través de un rubro industrial, se requiere que las partes lleguen a un acuerdo respecto a los datos que son útiles para la recolección e intercambio y que aquellos datos estén contenidos un formato compatible.

Recientemente, varios países con industrias de petróleo y gas han emitido regulaciones solicitando a las compañías tener un sistema de recolección, análisis e implementación de acciones correctivas y preventivas, incluyendo mejoras de sistemas y equipos. Algunas de estas regulaciones se refieren al Estándares Internacionales, incluyendo este Estándar Internacional.

La recolección de datos de RM es costosa y por lo tanto es necesario que este esfuerzo se equilibre con el uso previstos y los beneficios. Comúnmente, se seleccionaría un equipo para la recolección de datos de RM donde las consecuencias de las fallas de éste tengan un impacto en la seguridad, producción, medioambiente o altos costos de reparación/reemplazo, tal como se indica más abajo.

Un ciclo de retroalimentación típico para usos potenciales de datos y que describe un proceso de mejora continua se muestra en la [Figura 1](#).

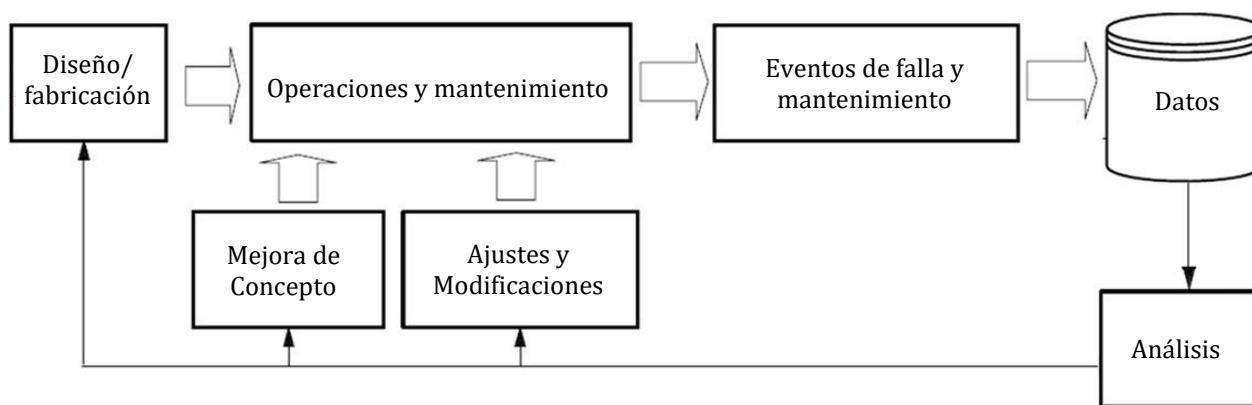


Figura 1 —Retroalimentación típica de análisis de confiabilidad recolectada y datos de mantenimiento

Los elementos de valor industrial y económico de la utilización de este Estándar Internacional están resumidos a continuación:

- Aspectos económicos:
 - diseño económico para optimizar el CAPEX,
 - diseño económico para optimizar el OPEX,
 - rentabilidad mejorada (pérdida de ingresos reducida),
 - LCC/gestión del ciclo de vida entero,
 - costo del seguro reducido;
- Aspectos generales:
 - “ser capaz de operar” (patente operadora),
 - extensión de vida del equipo de capital,
 - calidad del producto mejorada,
 - mejores adquisiciones de equipos (basadas en los datos),
 - mejor planificación de recursos;
- aspectos de seguridad y medioambientales:
 - seguridad del personal mejorada,
 - fallas catastróficas reducidas,
 - impacto medioambiental reducido,
 - mejoras en los procedimientos y regulaciones de seguridad (p.ej. intervalo de pruebas extendido basado en el rendimiento de RM),
 - cumplimiento con los requerimientos de las autoridades;
- analítico:
 - mayor calidad de datos,
 - mayor población de datos,
 - toma de decisiones mejorada, incertidumbre reducida en la toma de decisiones,
 - benchmarking calificado,
 - intercambio de experiencia en la colaboración industrial,

- creación de un lenguaje común de “confiabilidad” (entendiendo varias disciplinas),
- verificación de técnicas de análisis,
- mejor previsibilidad,
- Bases para una inspección basada en un riesgo - estudios de confiabilidad-disponibilidad-mantenibilidad.

7 Calidad de Datos

7.1 Obtener datos de calidad

7.1.1 Definición de calidad de datos

La confianza de los datos de RM recolectados, y, por consiguiente, cualquier análisis de ellos, dependen fuertemente de la calidad de los datos recolectados. Los datos de alta calidad se caracterizan por lo siguiente:

- a) integridad de datos en relación a la especificación;
- b) cumplimiento con definiciones de parámetros de confiabilidad, tipos de datos y formatos;
- c) entrada, transferencia, manejo y almacenamiento de datos con alto grado de exactitud (manual o electrónicamente);
- d) suficiente población y periodo de vigilancia adecuada para proporcionar confianza estadística;
- e) relevancia de los datos para las necesidades de los usuarios.

7.1.2 Medidas de planificación

Las siguientes medidas deberán ser enfatizadas antes de que el proceso de recolección de datos comience.

- Definir el objetivo de la recolección de datos con el fin de recolectar datos relevantes para el uso destinado. Ejemplos de análisis donde tales datos puedan ser utilizados son: análisis de riesgos cuantitativos (QRA); análisis de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad (RAM); mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM); costo de ciclo de vida (LCC); análisis de nivel de integridad de seguridad (SIL). (Véase también Anexo D.)
- Investigar la fuente(s) de los datos para asegurar que los datos relevantes de calidad suficiente estén disponibles. Las fuentes incluyen el inventario/información técnica de equipos, los datos de eventos de RM y los impactos en la planta asociados.
- Definir la información taxonómica incluida en la base de datos para cada equipo (Véase Cláusula 8).
- Identificar la fecha de instalación, población y periodo(s) operativo para los equipos de los cuales se pueden recolectar datos.
- Definir los límites para cada clase de equipo, indicando los datos de RM que se deben recolectar (Véase Cláusula 8).
- Aplicar una definición uniforme de la falla y un método de clasificación de fallas (Véase Cláusula 9).
- Aplicar una definición uniforme de las actividades de mantenimiento y un método de clasificación de mantenimiento (Véase Cláusula 9)
- Definir los controles utilizados en la verificación de la calidad de datos (Véase 7.1.3 and 7.1.9). Al mínimo se deberá verificar lo siguiente.

- 1) Los orígenes de los datos son documentados y trazables.

- 2) Los datos originan de un tipo de equipos, tecnología y condiciones de operación similares.
 - 3) El equipo es relevante para su propósito (p.ej. modelos no obsoletos).
 - 4) Los datos cumplen con las definiciones y reglas de interpretación (p.ej. definición de una falla).
 - 5) Las fallas registradas están dentro del límite de equipo definido y el periodo de vigilancia.
 - 6) La información es consistente (p.ej. consistencia entre modos de falla e impactos de falla).
 - 7) Los datos son registrados en el formato correcto.
 - 8) Se recolectan suficientes datos para entregar un nivel confianza estadística aceptable, p.ej. sin sesgos por valores atípicos. (Véase recomendaciones para calcular los límites de confianza en C.3.2.)
 - 9) Personal de operaciones y mantenimiento son consultados para validar los datos.
- Definir un nivel de prioridad para la integridad de los datos mediante un método adecuado. Un método de ponderar la importancia de los diferentes datos a recolectar es mediante el uso de tres clases de importancia, de acuerdo con la siguiente clasificación:
 - ALTO: datos obligatorios (cobertura $\approx 100\%$)
 - MEDIO: datos altamente deseables (cobertura $> 85\%$)
 - BAJO: datos deseables (cobertura $> 50\%$)
 - Definir el nivel de detalle de datos e RM informados y recolectados y vincularlo estrechamente a la importancia del equipo para la producción y la seguridad. La priorización debe basarse en la seguridad, rendimiento de la producción y/u otras medidas de severidad.
 - Preparar un plan para el proceso de recolección de datos (Véase 7.2), p.ej. programación, hitos, secuencia de recolección de datos para instalaciones y equipos, periodos de vigilancia a cubrir (Véase 8.3.1), etc.
 - Planificar cómo se agruparán y presentarán los datos y diseñar un método de transferencia de datos desde la fuente de datos al banco de datos de confiabilidad utilizando un método adecuado (Véase 7.2).
 - Capacitar, motivar y organizar al personal de recolección de datos, p.ej. interpretación de fuentes, conocimiento de equipos, software, herramientas, involucramiento del personal de operaciones y expertos en equipos, comprensión/experiencia en aplicación de análisis de datos RM, etc. Asegurar que ellos obtengan una comprensión profunda de los equipos, sus condiciones operativas, este Estándar Internacional y los requisitos dados por la calidad de datos.
 - Realizar un plan para la garantía de la calidad del proceso de recolección de datos y sus resultados. Esto como mínimo, deberá incluir procedimientos para el control de calidad de los datos y el registro y corrección de desviaciones (Véase 7.1.3).
 - Se recomienda llevar a cabo un análisis de rentabilidad de la recolección de datos mediante la puesta en marcha de un ejercicio piloto antes de que comience la fase de recolección de datos principal y revisar el plan si es necesario.
 - Revisar las medidas de planificación después del periodo de uso del sistema (Véase 7.2.3).

7.1.3 Verificación de calidad

Durante y después del ejercicio de recolección de datos, se debe analizar los datos para verificar la consistencia, distribuciones razonables, códigos adecuados e interpretaciones correctas de acuerdo con las medidas de planificación. (Véase 7.1.2). Esta verificación de la calidad del proceso deberá ser documentada y puede variar dependiendo de si la recolección de datos es para una sola planta o involucra varias compañías o instalaciones industriales. Cuando se unen bases de datos individuales, es imperativo de que cada dato registrado tenga una identificación única.

Evaluar la calidad de los datos recolectados lo antes posible en el proceso de recolección de datos, de acuerdo con las medidas de planificación (Véase 7.1.2). Un procedimiento adecuado es una evaluación realizada por el recolector de datos, quien deberá contar con las directrices sobre las medidas de calidad en las que debe enfocarse, en conformidad con las medidas de planificación. El principal objetivo de esta evaluación temprana es encontrar cualquier problema que requiera de una revisión inmediata de las medidas de planificación con el fin de evitar la recolección de datos inaceptables.

Un personal distinto de él que haya recolectado los datos deberá verificar la calidad de cada registro de datos individual y el patrón de confiabilidad total reflejado por la suma de eventos individuales, de conformidad con las medidas de planificación (Véase 7.1.2).

7.1.4 Limitaciones y problemas

Algunos de los problemas y limitaciones que se deben de tomar en cuenta al obtener los datos de calidad están resumidos en la [Tabla 1](#).

Tabla 1 — Problemas, limitaciones y almacenaje

Tema	Desafíos
Fuente	La fuente de datos puede carecer de los datos requeridos y la fuente de información puede distribuirse en varios sistemas diferentes (computadores, archivos, libros, planos). Se recomienda evaluar cuidadosamente este aspecto en las medidas de planificación (Véase 7.1.2) con el fin de evaluar la calidad de datos, métodos de recolección y costos.
Interpretación	Los datos se compilan comúnmente desde la fuente en un formato estandarizado (base de datos). En este proceso, los datos de la fuente se pueden interpretar de manera diferente por varios individuos. Definiciones correctas, capacitación y controles de calidad pueden reducir este problema (Véase 7.1.2).
Formato de datos	El uso de campos codificados es fundamental para asegurar la eficiencia de la recolección de datos y la consistencia de los datos ingresados (p.ej. codificación correcta de un fabricante). Sin embargo, el texto libre se debe incluir, además de los códigos para describir situaciones inesperadas o poco claras.
Método de recolección de datos	La mayoría de los datos requeridos para esta categoría de la recolección de datos, hoy en día están almacenados en sistemas computarizados (p.ej. CMMIS). Mediante el uso de algoritmos de conversión y software de vanguardia, es posible transferir datos entre diferentes bases de datos computarizados en una forma (semi) automatizada, con el fin de ahorrar costos.
Competencia y Motivación	La recolección de datos en forma manual “normal” se puede convertir en un ejercicio tedioso y repetitivo. Por lo tanto, se debe emplear personal con conocimientos suficientes de sus tareas, evitando el uso de personal con bajas competencias/experiencia, ya que la calidad de los datos puede sufrir, y encontrar medidas para estimular al staff de recolección de datos de RM, p.ej. mediante la capacitación, realizando visitas a la planta e involucrándolos en análisis y aplicación de resultados. Otros ejemplos de retroalimentación en los resultados de recolección de datos, involucran procesos de QA, campos de información relevantes en el CMMIS de la instalación para estimular la calidad de los informes, etc.

7.2 Proceso de recolección de datos

7.2.1 Fuentes de datos

El CMMIS de la instalación constituye la fuente principal para datos de RM. La calidad de los datos que se pueden recuperar desde esta fuente depende de la forma en que los datos de RM son informados en primer lugar. La información de los datos de RM de conformidad con este Estándar Internacional debe ser permitida en el CMMIS de la instalación, proporcionando así una base más consistente y sólida para transferir los datos de RM al equipo. Otros recursos de información pueden difundirse a través de los diferentes sistemas (computadores, archivos, libros, planos) por ejemplo, la retroalimentación de los resultados de la recolección de datos, involucramiento con procesos de QA. El uso adecuado de los campos de información en el CMMIS de la instalación estimulará la calidad de los informes de, etc.

Tal recolección de datos produce fuentes de datos de confiabilidad para varias aplicaciones, clasificadas en la Tabla D.5:

- 1) datos genéricos;
- 2) datos específicos de la compañía/operador;
- 3) datos del fabricante;
- 4) juicio de expertos;
- 5) datos de error humano.

7.2.2 Métodos de recolección de datos

El proceso típico de recolección de datos consiste de datos compilados desde diferentes fuentes en una base de datos, donde el tipo y formato de los datos están pre-definidos. El método más común es el siguiente.

- a) Abordar todas las fuentes de datos que estén disponibles, y extraer los datos “brutos” relevantes en un almacenamiento inmediato. Si la información se encuentra en una base de datos computarizada, utilizar cualquier método adecuado para extraer la información relevante; por ejemplo, extracción de información específica mediante métodos de software específicos o informes impresos con la información deseada.
- b) Interpretar esta información y traducirla en el tipo y formato deseado para la base de datos de destino. En la mayoría de los casos, esto se hace mediante una interpretación manual.
- c) Transferencia de datos desde una fuente(s) al banco de datos de confiabilidad utilizando cualquier método adecuado. Un software adecuado listo para usarse se puede utilizar para transferir los datos desde una base de datos a otra con la conversión deseada de “lenguaje” hecha por algoritmos de software. Esto solo es factible mientras se pueda definir un algoritmo de conversión suficientemente robusto para hacer una conversión confiable. Estos métodos requieren un cierto esfuerzo inicial adicional y, por lo tanto, son sólo rentables para grandes cantidades de datos o recolección de datos repetitivos de la misma categoría. También pueden ser usados para el mantenimiento donde se transfieren datos de un CMMIS a otro.
- d) Los métodos de recolección de datos impactan de manera significativa el análisis de costo-beneficio de la recolección de datos, y por lo tanto deberán planearse y probarse cuidadosamente antes de que empiece el proceso principal de recolección de datos.

7.2.3 Organización y capacitación

La recolección de datos puede realizarse dentro de la compañía usando recursos internos, o como tarea a realizar mediante compañías o personal especializado. Ya que los datos por naturaleza, son “históricos”, evidentemente toma algo de tiempo antes de haber acumulado suficientes datos para extraer conclusiones válidas basadas sólo en estadísticas. La relación de costo beneficio de la recolección de datos puede tomar algo de tiempo para ser evidente, sin embargo, el rastreo anual del rendimiento del equipo captura una historia útil.

La recolección de datos puede requerir de habilidades de varias categorías, verbigracia, Tecnologías de Información (IT), confiabilidad/estadísticas, mantenimiento, operación y recolección de datos. El personal clave deberá estar familiarizado, en particular, con el concepto de recolección de datos y cualquier software específico para la actividad de recolección de datos, y en una medida razonable, conocer los aspectos técnicos, operacionales y de mantenimiento del equipo para el cual se recolectan los datos. La capacitación adecuada del personal clave sobre estos temas es necesaria con el fin de obtener datos de calidad. El personal que revisa la calidad de los datos deberá ser diferente de aquello que realiza la recolección de datos. Los recolectores de datos deberán, como pre-requisito, conocer este Estándar Internacional y deberán dar retroalimentación apropiada.

Antes de que comience la recolección de datos, es útil realizar un ejercicio piloto para revisar la población disponible, la calidad de las fuentes de información y la factibilidad de los métodos de recolección de datos. Esto sirve como modelo para lo que se puede lograr dentro de un tiempo y un presupuesto determinado.

Un sistema para manejar las desviaciones encontradas en el proceso de recolección de datos, tales como definiciones ambiguas, falta de reglas de interpretación, códigos inadecuados, etc., deberá establecerse y todo problema ser resuelto de inmediato. Puede ser una tarea importante corregir los datos corruptos después de haber recolectado una gran cantidad de datos.

Un ejercicio de recolección de datos también proporcionará retroalimentación al resumir y evaluar todas las lecciones de calidad aprendidas durante la planificación y ejecución del esfuerzo de recolección de datos. Las recomendaciones deberán informarse al personal relevante para el mejoramiento de definiciones y sistemas de mantenimiento (p.ej. sistemas CMMIS y el proceso y el personal de recolección de datos).

8 Límites del equipo, taxonomía y definiciones de tiempos

8.1 Descripción de límites

Una clara descripción de los límites es imprescindible para recolectar, recopilar y analizar datos de RM de diferentes industrias, plantas o fuentes. También facilita la comunicación entre operadores y fabricantes de equipos. De lo contrario, la recopilación y el análisis se basarían en datos incompatibles.

Para cada clase de equipo, se definirá un límite que indique qué datos de RM se deben recopilar. Esto puede darse usando una figura, una definición de texto o una combinación de ambas.

Un ejemplo de un diagrama de límites se muestra en la [Figura 2](#) y un ejemplo de la definición para acompañar el diagrama es el siguiente:

EJEMPLO El límite se aplica tanto a las bombas de servicio general como a las bombas contra incendios. Las válvulas de entrada y de salida y el filtro de succión no se encuentran dentro de este límite. Los equipos de impulsión (motor eléctrico, turbina a gas o motor de combustión) se registran como inventarios separados y es importante que las fallas en la impulsión, si se registran, sean registradas como parte de los equipos de impulsión. Un número en el inventario de las bombas nos da una referencia apropiada del inventario de accionamiento.

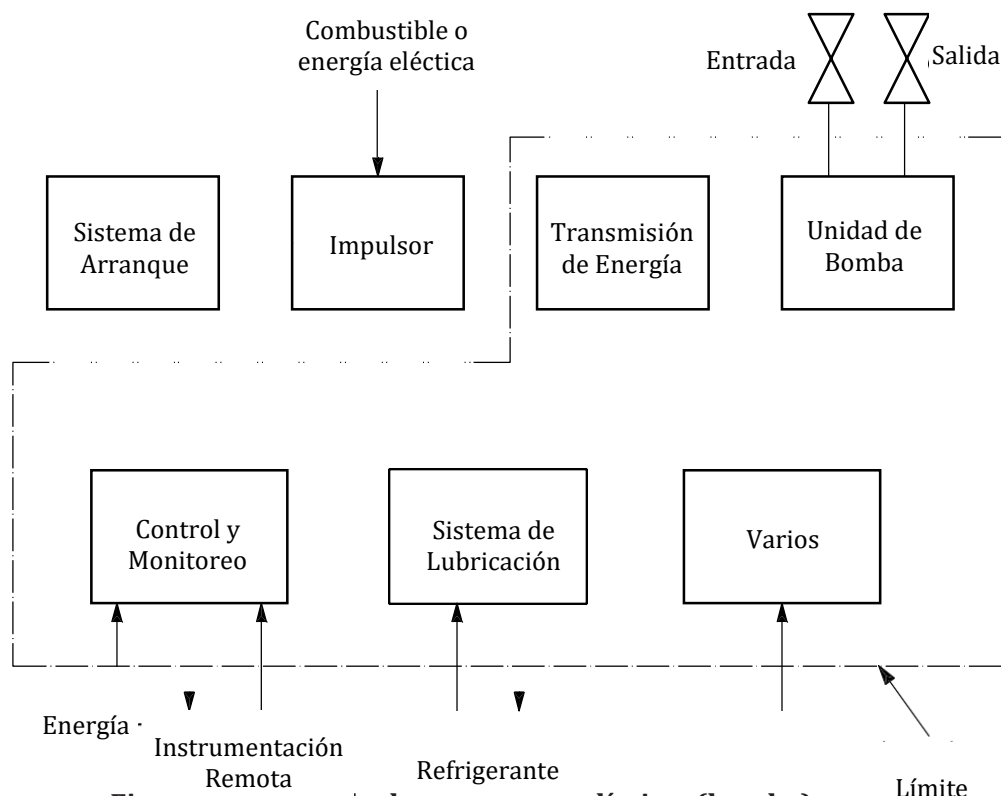


Fig. 2 Ejemplo de límites (bomba)

Se debe prestar la debida atención a la ubicación de los elementos de instrumentación. En el

ejemplo anterior, los ítems de control y monitoreo central están incluidos en la sub-unidad de “control y monitoreo” mientras que la instrumentación individual (trip, alarma, control) está incluida dentro de la sub-unidad apropiada, p.ej. sistema de lubricación

El diagrama de límites mostrará los ítems principales de nivel inferior y las interfaces al entorno. Las descripciones textuales adicionales, cuando se requieren para una mayor claridad, deberán indicar con más detalle lo que se considerará dentro y fuera del límite relevante (véase el Ejemplo asociado con la Figura 2 donde, por ejemplo, el accionador de la bomba está afuera del límite). Al referirse a este Estándar Internacional, es importante que se especifique cualquier desviación de los límites entregados por este Estándar, o cualquier límite nuevo no establecido en ello,

Los límites evitarán la superposición entre diferentes clases de equipos. Por ejemplo, al recolectar los datos de instrumentos como equipos separados, se evitará incluir aquellos instrumentos que también están incluidos dentro de los límites de otros equipos en los que se están recolectando datos. Algunas superposiciones serán difíciles de evitar, sin embargo, en tal caso(s) se identificará y tratará adecuadamente durante el análisis de datos.

Los diagramas recomendados para los límites de algunos equipos seleccionados se muestran en el [Anexo A](#).

8.2 Taxonomía

La taxonomía es una clasificación sistemática de ítems en grupos genéricos basados en factores posiblemente comunes a varios ítems (ubicación, uso, subdivisión de equipos, etc.) Una clasificación de datos relevantes a recolectar de conformidad con este Estándar Internacional está representada por una jerarquía como se muestra en la [Figura 3](#). Las definiciones para cada segmento se proporcionan más abajo, además de los ejemplos de diferentes flujos del negocio y tipos de equipos, ilustrados en la [Tabla 2](#).

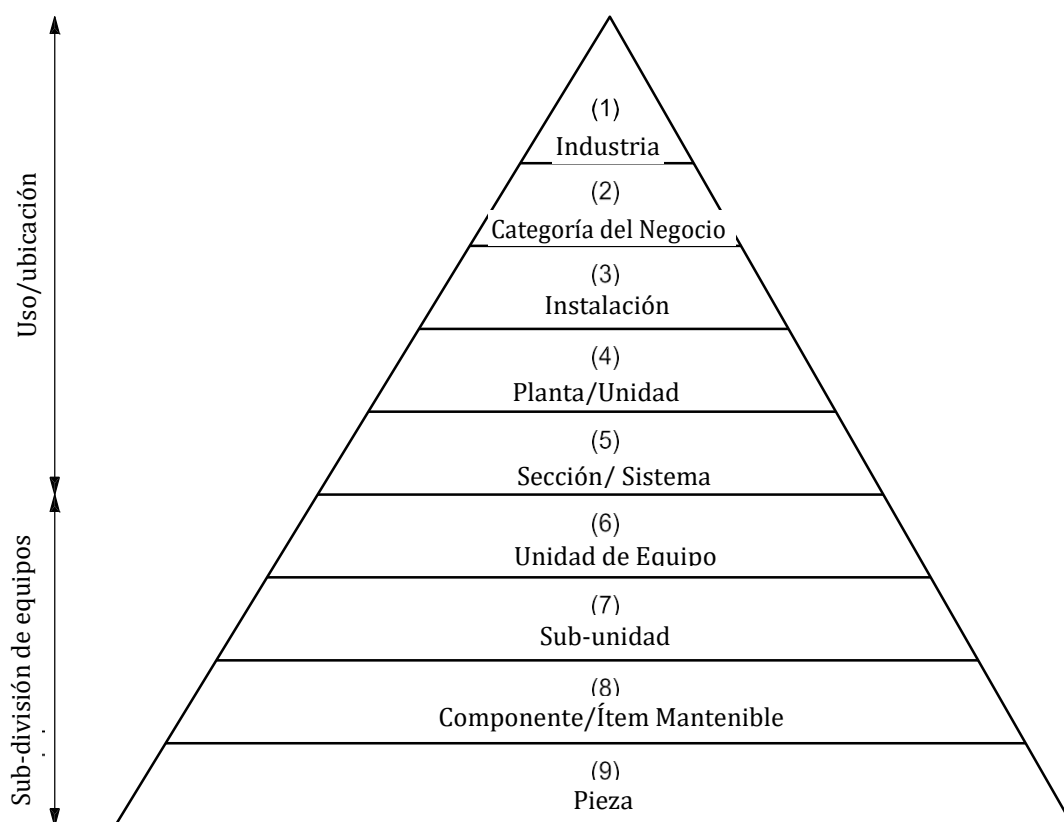


Figura 3 — Clasificación de la Taxonomía con niveles taxonómicos

Tabla 2 — Ejemplos de Taxonomía

Categoría Principal	Nivel Taxonómico	Jerarquía de Taxonomía	Definición	Ejemplos
Datos de uso/ ubicación	1	Industria	Tipo de industria principal	Petróleo, gas natural, petroquímica
	2	Categoría del Negocio	Tipo de negocio o flujo de procesos	Upstream (E y P), midstream, Downstream (refinería), petroquímica
	3	Categoría de Instalación	Tipo de instalación	Producción, transportación, perforación de petróleo y gas, LNG, refinería, petroquímica (Véase Tabla A.1)
	4	Categoría de Planta/ Unidad	Tipo de planta/unidad	Plataforma, semi-sumergible, hidrocrackeo, craquer de etileno, polietileno, planta de ácido acético, planta de metanol (Véase Tabla A.2)
	5	Sección/ Sistema	Sección/sistema principal de la planta	Compresión, gas natural, licuefacción, gasoil de vacío, regeneración de metanol, sección de oxidación, sistema de reacción, sección de destilación, sistema de carga del tanque (Véase Tabla A.3)
Subdivisión de equipos	6	Clase de equipo/ unidad	Clase de equipos similares. Cada clase de equipo contiene unidades de equipos comparables (ej. compresores).	Intercambiadores de calor, compresores, tuberías, bombas, turbinas a gas, boca de pozo submarina y árboles de navidad, botes salvavidas, extrusoras, BOPs submarinos (Véase Tabla A.4)
	7	Sub-unidad	Un subsistema necesario para la función del equipo	Sub-unidad de lubricación, sub-unidad de enfriamiento, control y monitoreo, subunidad de calentamiento, sub-unidad de peletización, sub-unidad de extinción, sub-unidad de refrigeración, sub-unidad de reflujo, sub-unidad de control distribuido
	8	Componente/ Ítem Mantenible (MI) ^a	El grupo de piezas del equipo que comúnmente se mantienen (se reparan/se restauran) como un todo	Enfriador, acoplamiento, caja de engranaje, bomba de aceite de lubricación, circuito de instrumento, motor, válvula, filtro, sensor de presión, sensor de temperatura, circuito eléctrico
	9	Pieza ^b	Una parte individual del equipo	Sello, tubo, carcasa, accionador, junta, placa de filtro, perno, tuerca etc.
^a Para algunos tipos de equipos, es posible que no exista un MI; p.ej. Si la clase de equipos es de tuberías, puede que no haya un MI, pero el componente puede ser el "codo". ^b Este nivel puede ser útil en algunos casos, sin embargo, se considera opcional en este Estándar Internacional.				

Los niveles 1 al 5 representan un alto nivel de categorización en relación a la aplicación en la industria y las plantas, independientemente de los equipos. (Véase nivel 6) involucrados. Esto es porque un equipo (p.ej. bomba) se puede utilizar en muchas diferentes industrias y configuraciones de plantas, y, para analizar la confiabilidad de equipos similares, es necesario tener un contexto operativo. La información taxonómica en estos niveles (1 al 5) deberá incluirse en la base de datos para cada equipo como "datos de uso/ubicación" (Véase [Tabla 2](#)).

Los niveles del 6 al 9 están relacionados al equipo (inventario) con la subdivisión en niveles jerárquicos inferiores correspondientes a una relación padre – hijo. Este Estándar Internacional se enfoca en el nivel de unidad del equipo (nivel 6) para la recolección de datos de RM y también indirectamente en ítems de menor valor, tales como subunidades y componentes. El número de niveles de subdivisión para la recolección de datos de RM depende de la complejidad del equipo y el uso de los datos. Un solo instrumento puede no necesitar de mayor categorización, mientras que varios niveles podrían ser necesarios para un compresor de gran tamaño. Para los datos utilizados en los análisis de disponibilidad, la confiabilidad a nivel de unidad de equipo puede ser los únicos datos requeridos, mientras que un análisis de RCM y de causa de raíz pueden requerir datos acerca del mecanismo de falla en nivel del componente/ítem mantenible, o de las piezas. Este Estándar Internacional no aborda específicamente el nivel 9.

Es necesario que los datos RM estén relacionados a cierto nivel dentro de la jerarquía taxonómica para ser significativos y comparables. Por ejemplo, un modo de falla deberá relacionarse con el equipo, mientras un mecanismo de falla deberá relacionarse con el nivel alcanzable más bajo en la jerarquía del ítem. La Tabla 3 nos da una guía de esto.

Tabla 3 — Parámetros de confiabilidad y mantenimiento en relación a los niveles de taxonomía

Datos RM Registrados	Nivel de Jerarquía ^a				
	4 Planta/Unidad	5 Sección/ Sistema	6 Unidad de equipo	7 Sub- unidad	8 Componente/ Ítem Mantenible
Impacto de falla en seguridad	X ^b				
Impacto de mantenimiento en seguridad	X				
Impacto de falla en operaciones	X	(X) ^c			
Impacto de mantenimiento con respecto a operaciones	X	(X)			
Impacto de falla en equipos			X	(X)	(X)
Modo de Falla		(X)	X	(X)	(X)
Mecanismo de Falla			(X)	(X)	X
Causa de falla				(X)	X
Método de Detección		(X)	X	(X)	(X)
Sub unidad con falla				X	
Componente/ ítem mantenible con falla					X
Tiempo inactivo	(X)	(X)	X		
Tiempo de Mantenimiento Activo			X	(X)	(X)
^a Véase Figura 3 .					
^b X = por defecto.					
^c (X) = alternativas posibles.					

Con respecto a los ítems en diferentes niveles de jerarquía, muchos ítems se pueden encontrar en niveles diferentes en la jerarquía taxonómica, dependiendo del contexto o el tamaño de un ítem. Por ejemplo, la válvula y la bomba son clases de equipos, pero también pueden ser ítems mantenibles en una turbina a gas. La válvula es típicamente un ítem mantenible en aplicaciones submarinas y una unidad de equipo en superficie. Debe mantenerse un cuidado para evitar el doble conteo de eventos de falla al momento de recolectar los datos de RM para tal equipo.

Para algunos sistemas, puede ser relevante aplicar la recolección de datos de RM también en el Nivel 5 (nivel de sistema, véase [Tabla A.3](#)). Aunque pueden aplicarse muchos de los mismos principios utilizados para la recolección de datos en Niveles 6 al 8, estos deben ser usados cuidadosamente ya que podría haber grandes diferencias entre los sistemas individuales seleccionados para la recolección de datos.

8.3 Temas de la Línea de Tiempo

8.3.1 Vigilancia y periodo operativo

El periodo de vigilancia del equipo se utiliza típicamente como el periodo de tiempo para determinar parámetros de confiabilidad relacionados al tiempo, p.ej. MTTF, vida útil de componente, etc. Para muchos equipos, el periodo de operación o de servicio es menor que el periodo de vigilancia, debido al mantenimiento, provisión de repuestos u operación intermitente del equipo (p.ej. bomba de transferencia de tanque).

Cuando un equipo está en estado de inactividad o en estado de espera en “caliente”, es decir, cuando está listo para comenzar una operación inmediata, se considera que está en funcionamiento (o “en servicio”) debido a las definiciones en este Estándar Internacional. El equipo en tiempo de espera, que requiera realizar algunas actividades antes de estar listo para su operación (estado en espera “frío”) no se considera estar en estado operativo. Las varias definiciones de periodos de tiempo están ilustradas en la [Tabla 4](#).

Los datos pueden también ser recolectados del mantenimiento preventivo real, si se desea obtener una visión completa del tiempo inactivo debido a todas las acciones de mantenimiento (Véase [Tabla 4](#)). Los periodos en los que el equipo se retira deliberadamente del servicio por un periodo extendido, o cuando se está modificando, no se consideran relevantes para la recolección de datos.

El periodo de vigilancia puede también cubrir varios estados en la vida útil del ítem. Por ejemplo, en el ambiente submarino, el equipo se puede instalar y funcionar, es decir, una barrera para la salida de hidrocarburos de fondo de pozo, aunque el pozo no comience a funcionar por varios meses. Pueden ocurrir fallas en el equipo durante esta fase, y pueden requerir de reparación con un retraso potencial para la puesta en marcha. Asimismo, el equipo puede fallar durante un cambio de la refinería que no es una fase de “producción”, requiriendo nuevamente de reparación y un posible retraso para la puesta en marcha.

Tabla 4 — Definiciones de la línea de tiempo

Tiempo total ^a													
Tiempo de parada								Tiempo activo					
Tiempo de parada planificado				Tiempo de parada no planificado				Tiempo Operativo				Tiempo no operativo	
Mantenimiento preventivo		Otras interrupciones planeadas		Mantenimiento correctivo		Otras interrupciones no planeadas							
Preparación y/o atraso	Mantenimiento preventivo activo (trabajos en ítem) ^f	Reserva ^a	Modificación ^b	Fallas no detectadas ^g	Preparación y/o atraso	Reparación (trabajos en ítem) ^c	Parada, problemas operacionales/restricciones etc. ^d	Detención	Puesta en marcha	Marcha ^e	Espera en Caliente	Tiempo Inactivo	Espera en frío

- a Significa que el ítem está disponible para la operación, pero no se requiere por un tiempo. No incluye ítems considerados como “repuestos” o ítems retirados fuera de servicio en una base más permanente
- b La modificación puede cambiar las características de confiabilidad de un ítem y, por lo tanto, puede requerir que la recolección de datos de confiabilidad para el periodo de vigilancia se termine antes de la modificación y recomience con un periodo nuevo de vigilancia después de la modificación.
- c Incluye diagnósticos de falla, acciones de reparación y pruebas (como se requieran).
- d La parada de una máquina (parada trip y manual), Véase definición de trip (3.93) y también C.1.8.
- e La marcha es el periodo operacional activo para equipos en sistemas de producción de petróleo & gas. Para los sistemas de perforación y acondicionamiento, esto no es suficiente ya que existen muchas diferentes fases operacionales. Las fases operacionales para la perforación pueden incluir: marcha, perforación, tripping, zapatas; y las fases para el acondicionamiento pueden incluir: remoción de equipos de pozos, reemplazo de tuberías de revestimiento, reemplazo de tuberías de término y varias actividades de acondicionamiento.
- f Incluye pruebas
- g Es difícil determinar el tiempo de parada asociado con fallas no detectadas. Estas fallas se revelan finalmente mediante una prueba o requerimiento.
- h Véase también ISO/TR 12489:2013, Figuras 5, 6, y 7.

83.2 Periodos de recolección de datos

Dependiendo del uso y la factibilidad, los datos se pueden registrar para todo el ciclo de vida del equipo o para intervalos más cortos. El segundo caso es común debido a los costos y a la obtención de datos dentro de un plazo razonable de tiempo. Como muestra el Anexo C, se asume que la línea de tiempo de muchos ítems sigue la denominada curva de “bañera”. Si solo se requieren los datos RM para la parte operativa de estado estacionario de un ítem, la recolección de datos comenzará después de que se considere que un periodo de arranque (burn-in) haya finalizado. La duración de este periodo puede variar entre las categorías del equipo desde ningún periodo de arranque hasta varios meses. Los datos recolectados durante el periodo operativo del estado estacionario a menudo siguen o se supone que siguen, la curva de tiempo de vida exponencial (tasa de falla constante). Para algunos equipos, es también útil y esencial recolectar datos desde el “día uno” para acumular experiencia en fallas de arranque. En este caso, los datos recolectados de lo que se considera un periodo inicial de arranque se deberán distinguir de los datos recolectados de periodos operativos de estado estacionario subsecuentes.

La duración del periodo de recolección de datos será ponderada contra la tasa de falla esperada, tamaño de la población y el acceso a los datos. Para equipos de alta importancia (seguridad) y equipos donde se sabe que normalmente ocurren pocas fallas (submarinos), se requiere de un periodo más prolongado de vigilancia (p.ej. la historia del tiempo de vida completa). Es útil recolectar incluso los datos de equipos sin fallas durante el periodo de vigilancia debido que al observar que no existen fallas en un periodo dado, es posible evaluar la tasa de falla “censurando” los datos. Se debe utilizar métodos estadísticos para estimar la fiabilidad de los datos (límites de fiabilidad superiores/inferiores), mostrados en el Anexo c.

Si bien el periodo de vigilancia es sólo un intervalo en el tiempo corrido entre dos momentos específicos, y por lo tanto puede ser definido exactamente, el tiempo operativo no siempre es tan fácil de determinar. Para algunos equipos de rotación, el tiempo operativo se registra en un contador y puede leerse con exactitud. Para otros equipos, esto no aplica. Por lo tanto, a menudo es necesario estimar el tiempo operativo basado en el conocimiento del personal de operación/mantenimiento. Como la “verdadera” tasa de falla para un ítem se debe calcular basada en una operación real, se le debe dar una alta prioridad al recolectar o estimar este parámetro.

83.3 Tiempos de mantenimiento

Se recomienda recolectar dos periodos de tiempo principales durante el mantenimiento: tiempo de parada y tiempo activo de reparación. La diferencia entre los dos se ilustra en la [Figura 4](#). Para mayor información con respecto la categorización del tiempo de parada, véase también ISO/TR 12489:2013, Figuras 5 al 7, y ISO 20815:2008, Figura I.5.

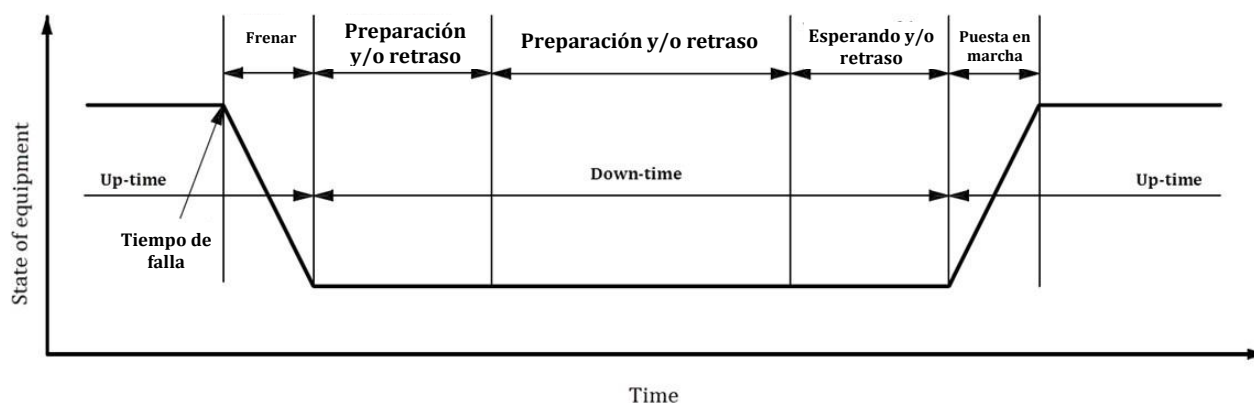


Figura 4 — Tiempos de Mantenimiento

El tiempo de parada incluye el tiempo corrido desde el momento en que el equipo entra en estado de parada debido a una reparación hasta que esté operativo para el servicio destinado después de haber sido probado.

“Tiempo de mantenimiento activo” es el “tiempo activo de mantenimiento correctivo”. Véase ISO/TR 12489:2013, Figura 5, donde “tiempo activo de mantenimiento correctivo” consiste del “tiempo activo de reparación” (MRT) y el “retraso técnico”. El tiempo de mantenimiento activo es el tiempo corrido en el que el trabajo de mantenimiento en un ítem se realiza realmente. Por lo tanto, el tiempo activo de reparación no puede ser mayor al tiempo de parada. Sin embargo, de manera excepcional, el tiempo activo de reparación puede ser mayor al tiempo requerido para detener el equipo antes de la reparación, y la puesta en marcha después de la reparación ya no se considera parte del tiempo de parada. El tiempo de movilización es parte de la preparación y/o retraso.

NOTA Véase definiciones relevantes con respecto a los tiempos de mantenimiento en la Cláusula 3.

9 Datos recomendados para equipos, fallas y mantenimiento

9.1 Categorías de datos

Los datos RM se deberán recolectar en una forma organizada y estructurada. Las categorías de datos importantes para equipos, fallas y datos de mantenimiento son los siguientes:

a) Datos del equipo (datos de inventario)

La descripción de un equipo (nivel 6 en [Figura 3](#)) está caracterizada por lo siguiente:

- 1) datos de clasificación, p.ej. industria, planta, ubicación, sistema;
- 2) atributos del equipo, p.ej. datos del fabricante, características del diseño;
- 3) datos operacionales, p.ej. modo operativo, energía operativa, ambiente.

Las categorías de datos deberán ser en general para todas las clases de equipos. Además, se requieren algunos datos específicos para cada clase de equipo (p.ej. número de etapas para un compresor). Los datos recomendados para algunas clases de equipos se muestran en el [Anexo A](#).

b) datos de falla

Estos datos están caracterizados por lo siguiente:

- 1) datos de identificación, p.ej. número de registro de falla y equipo relacionado que ha tenido la falla;
- 2) datos de falla o la caracterización de una falla p.ej. datos de falla, ítems defectuosos, impacto de falla, modo de falla, causa de falla, método de detección de falla.

c) datos de mantenimiento

Estos datos están caracterizados por lo siguiente:

- 1) datos de identificación, p.ej. número del registro de mantenimiento, falla relacionada y/o registro de equipo;
- 2) datos de mantenimiento, parámetros que caracterizan una acción de mantenimiento, p.ej. fecha del mantenimiento, categoría del mantenimiento, actividad del mantenimiento, impacto del mantenimiento, ítems mantenidos;
- 3) Recursos de mantenimiento, horas hombre de mantenimiento por disciplina y total, herramientas/ recursos aplicados;
- 4) Tiempos de mantenimiento, tiempo activo de mantenimiento, tiempo de parada.

El tipo de falla y los datos de mantenimiento normalmente deben ser comunes para todas las clases de equipo, con excepciones donde sea necesario recolectar tipos específicos de datos, p.ej. equipos submarinos.

Los eventos de mantenimiento correctivo se deberán registrar para describir la acción correctiva después de una falla. Los registros de mantenimiento preventivo se requieren para retener la historia del tiempo de vida completa de un equipo.

9.2 Formato de datos

Cada registro, p.ej. evento de falla, deberá ser identificado en la base de datos por un número de sus atributos. Cada atributo describe una parte de la información, p.ej. modo de falla. Se recomienda que cada parte de la información se codifique donde sea posible. Las ventajas de este enfoque en comparación con el ingreso de texto libre son:

- facilitación de consultas y análisis de datos,
- facilitar la entrada de datos,
- revisión de consistencia llevada a cabo en la entrada, al mantener listas de códigos predefinidos,
- minimización del tamaño de la base de datos y tiempos de respuestas a consultas.

El rango de códigos predefinidos se deberá optimizar. Un rango corto de códigos es demasiado general para ser útil. Un rango largo de códigos proporciona una descripción más precisa, pero retarda el proceso de entrada y puede no ser utilizado por el personal de recolección de datos. Los códigos seleccionados, si es posible, serán mutuamente exclusivos.

La desventaja de las listas predefinidas de códigos en relación al ingreso de texto libre es que alguna información detallada se puede perder. Para todas las categorías mencionadas en 9.1 a), b) y c), se recomienda incluir algunos campos de texto libre adicionales que proporcionen información aclaratoria considerada relevante, p.ej. incluir una narrativa de la ocurrencia que conduce a un evento de falla. Esto ayudaría en la revisión de la calidad de la información y en la navegación a través de cada registro para extraer información más detallada.

Los ejemplos de códigos se encuentran en los [Anexos A y B](#) para diferentes tipos de equipos y datos de confiabilidad. Los datos de confiabilidad genéricos utilizarán tales datos del equipo, y las características de fallas y mantenimiento. Respecto a los datos genéricos de confiabilidad, véase también [D.5](#) y Tabla [D.5](#).

9.3 Estructura de base de datos

9.3.1 Descripción

Los datos recolectados se organizan y vinculan en la base de datos para proporcionar un acceso fácil a las actualizaciones, consultas y análisis. Varias bases de datos comerciales se encuentran disponibles y se pueden usar como los principales bloques de construcción para el diseño de la

base de datos de confiabilidad. Dos aspectos de la organización de la estructura de datos en se describen en 9.3.2 y 9.3.3.

9.3.2 Estructura lógica

La estructura lógica define los vínculos lógicos entre las categorías principales de datos en la base de datos. Este modelo representa una vista orientada a la aplicación de datos. El ejemplo en la [Figura 5](#) muestra una estructura jerárquica con registros de fallas y de mantenimiento vinculados al equipo (inventario). Los registros que describen el mantenimiento preventivo (PM) están vinculados a la descripción del inventario en una relación de varios a uno. Lo mismo aplica para las fallas, que además tienen registros de mantenimiento correctivo vinculados a cada registro de falla. Cada registro (p.ej. falla) puede tener varios atributos (p.ej. fecha de falla, modo de falla, etc.)

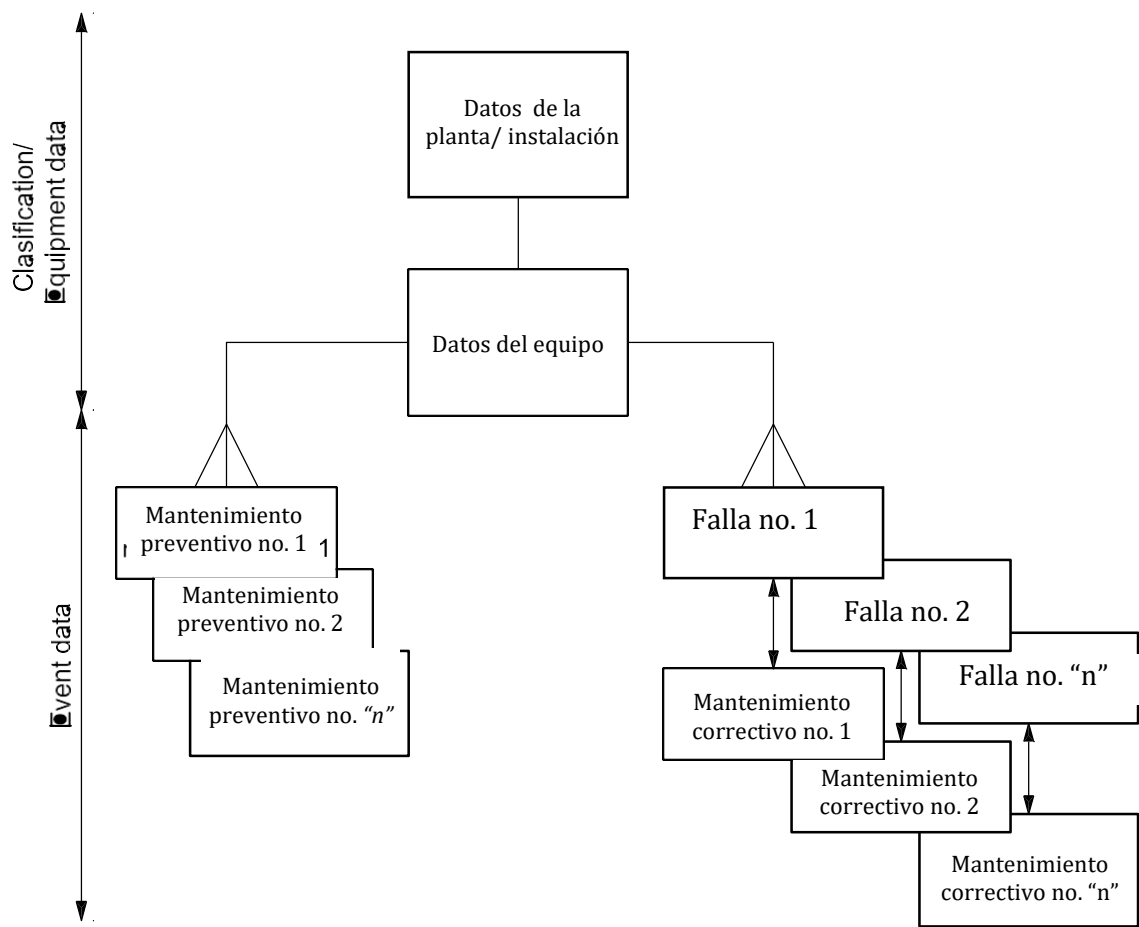


Figura 5 — Estructura lógica de datos (ejemplo)

9.3.3 Arquitectura de la base de datos

Esto define el diseño de la base de datos en cuanto a cómo los elementos de los datos individuales están vinculados y abordados. Las siguientes cuatro categorías de modelos están comúnmente disponibles, clasificadas en complejidad y versatilidad desde la más baja hasta la más alta:

- Modelo jerárquico: Los campos de datos dentro de los registros están relacionados por una relación de “árbol familiar”. Cada nivel representa un atributo de los datos en particular.
- Modelo de red: Este es similar al modelo jerárquico; sin embargo, cada atributo puede tener más de un padre.

Modelo relacional: Este modelo está construido de tablas de elementos de datos, que se llaman relaciones. Ninguna ruta de acceso se define de antemano; todos los tipos de manipulación de los datos en forma de tabla son posibles. La mayoría de los diseños de la base de datos utiliza este concepto.

Modelo de objeto: El software se considera como una colección de objetos, cada uno tiene (1) una estructura y (2) una interface. La estructura está fijada dentro de cada objeto mientras que la interface es la parte visible que proporciona la dirección del vínculo entre los objetos. El modelamiento de los objetos permite que el diseño de la base de datos sea muy flexible, extensible, reutilizable y fácil de mantener. Este modelo se parece ser popular en conceptos de nuevas bases de datos.

9.4 Datos de Equipos

La clasificación de los equipos por los parámetros técnicos, operacionales y medioambientales es la base para la recolección de datos RM. Esta información es también necesaria para determinar si los datos son adecuados o válidos para diferentes aplicaciones. Algunos datos son comunes para todas las clases de equipos y otros datos son específicos para una clase de equipo en particular.

Para asegurar que los objetivos de este Estándar Internacional se cumplan, se debe recolectar un mínimo de datos. Estos datos son identificados con un asterisco (*) en las [Tablas 5, 6 y 8](#). Sin embargo, la suma de otras categorías de datos puede mejorar significativamente el potencial de utilidad de los datos RM (Véase Anexo D). En todos los casos, el mínimo de datos recolectados a nivel de equipos debe permitir un intercambio de datos entre el propietario del equipo (usuario) y el fabricante. Los datos mínimos incluirán todos los datos requeridos para identificar la ubicación física del equipo en un momento determinado, el principal identificador del atributo del diseño utilizado por ambas partes (p.ej. número de componente del fabricante), el fabricante y el identificador único de cada ítem específico (típicamente el número de serie del fabricante).

Los datos del equipo tienen dos componentes:

- datos del equipo comunes a toda clase de equipos;
- datos específicos al equipo.

[La Tabla 5](#) contiene los datos comunes para todas las clases de equipos. Además, se deberán registrar algunos datos que son específicos para cada clase de equipo. [Anexo A](#) proporciona ejemplos de tales datos para algunas clases de equipo. En los ejemplos del [Anexo A](#), se sugieren los datos prioritarios, pero estos pueden variar de acuerdo a cada caso o aplicación. Para algunos datos específicos del equipo, los datos de menor prioridad pueden ser difíciles de obtener, pero si se encuentran disponibles pueden ser valiosos para el análisis del equipo específico.

Tabla 5 — Datos de equipos comunes para toda clase de equipos

Categoría de datos	Datos	Nivel de Taxonomía ^a	Categoría del Negocio (ejemplos)			
			Upstream (E & P)	Midstream	Downstream (refinería)	Petroquímica
Atributos de uso/ Ubicación	Industria	1	Petróleo	Gas natural	Petróleo	Petroquímica
	Categoría del Negocio (*)	2	E & P	Midstream	Refinería	Petroquímica
	Categoría de instalación	3	Producción de petróleo y gas	Tuberías	Refinería	Petroquímica
	Código o nombre de instalación (*)	3	Delta	Línea de gas Beta	Refinería Charlie	Química Delta
	Código o nombre del propietario	4	Smith Ltd.	Johnsen Inc.	JPL Corp.	ABC ASA

Tabla 5 (continua)

Categoría de Datos	Datos	Nivel de Taxonomía ^a	Categoría del Negocio (examples)			
			Upstream (E & P)	Midstream	Downstream (refinería)	Petroquímica
	Ubicación Geográfica	3	UKCS	Europa	Oeste de EEUU	Reino Unido
	Categoría Unidad/Planta (*)	4	Plataforma Petróleo/Gas	Estación de Compresor	Hidrocracker	Craquer Etileno
	Código o Nombre Planta/Unidad (*)	4	Alpha 1	CS 3	HH 2	EC 1
	Sección/Sistema (Véase Anexo A) (*)	5	Procesamiento de Petróleo	Compresión	Reacción	Sistema de Reacción
	Categoría de Operación	5	Control remoto	Control Remoto	Manejado	Manejado
Equipment attributes	Clase de Equipo (Véase Anexo A) (*)	6	Bomba	Compresor	Termo-cambiador	Calentador
	Tipo de Equipo (Véase Anexo A) (*)	6	Centrífugo	Centrífugo	Carcasa y Tubos	Encendido
	Ubicación/Identificación de Equipo (p.ej. no. de etiqueta) (*) ^b	6	P101-A	C1001	C-21	H-1
	Descripción de Equipo (nomenclatura)	6	Transferencia	Compresor Principal	Efluente del Reactor	Calentador de Carga
	Número único de identificación de equipo ^b	6	12345XL	10101	Cxy123	909090
	Nombre del Fabricante (*)	6	Johnson	Wiley	Smith	Anderson
	Designación del modelo del fabricante ^g	6	Mark I	CO ₂	GTI	SuperHeat A
	Datos de diseño relevantes para cada clase y subunidad/ componente de equipo aplicable, p.ej. capacidad, potencia, velocidad, presión, redundancia, estándares relevantes (Véase también Anexo A)	6 - 8	Específico al equipo	Específico al equipo	Específico al equipo	Específico al equipo
Operación (uso normal)	Modo/Estado operativo normal (*)	6	Funcionamiento	Espera en Activo	Intermitente	Funcionamiento
	Fecha inicial de comisionamiento de	6	2003.01.01	2003.01.01	2003.01.01	2003.01.01
	Fecha de inicio del servicio actual (*)	6	2003.02.01	2003.02.01	2003.02.01	2003.02.01
	Tiempo de vigilancia, h (calculado) (*)	6	8 950	8 000	5 400	26 300
	Tiempo operacional, h ^d (medido/calculado)	6	7 540	675	2 375	22 870
	Número de demandas de pruebas periódicas durante el periodo de vigilancia donde aplique (*) ^e	6 - 8	4	2	2	4

Tabla 5 (continua)

Categoría de datos	Datos	Nivel de taxonomía ^a	Categoría del Negocio (ejemplos)			
			Upstream (E & P)	Midstream	Downstream (refinería)	Petroquímica
	Número de demandas de operación durante el periodo de vigilancia donde aplique (*) ^e	6 - 8	4	5	11	3
	Total de pozos perforados durante el periodo de	4	42	N.A.	N.A.	N.A.
	Parámetros operativos relevantes para cada clase de equipos; condiciones ambientales, energía operativa (Véase Anexo A)	6	Específico al equipo	Específico al equipo	Específico al equipo	Específico al equipo
Información Adicional	Información adicional en texto libre donde aplique	6	Especificar como necesario	Especificar como necesario	Especificar como necesario	Especificar como necesario
	Fuente de datos, p.ej. P&ID, ficha técnica, sistema de	6	Especificar como necesario	Especificar como necesario	Especificar como necesario	Especificar como necesario
<p>^a Véase definiciones en Figura 3.</p> <p>^b Un equipo individual específico tiene un “número de identificación único de equipo” (número de serie), y esto puede ser necesario para documentar el cambio potencial a nivel de equipos. El número de etiqueta identifica la función del equipo y su ubicación física. Si el equipo es remplazado con, p.ej. una unidad reparada, el número de etiqueta (y el número del componente) sigue siendo el mismo, pero el número de serie cambia. El operador y el proveedor de equipos pueden tener diferentes “números de identificación únicos de equipo” para el mismo equipo. Véase también ISO 15926-2:2003, E.3.3 que describe la relación de forma más detallada.</p> <p>^c El fabricante puede ser relevante para niveles de jerarquía inferiores, véase nivel 7 y 8.</p> <p>^d El equipo puede ser objeto para diferentes fases operacionales, por ejemplo, para un equipo utilizado en perforación.</p> <p>^e Véase para mayor información acerca del número de demandas en C.1.3.</p> <p>^f Esto solo aplica a clases de equipos relacionados a la perforación.</p> <p>^g La clase de equipos, subunidades o ítems mantenibles dentro de algunas clases de equipos pueden tener la necesidad de tener un campo de información por separado en los datos específicos del equipo (Nivel 6-8 en la taxonomía en la Figura 3) para reflejar la generación de tecnología, para distinguir entre tecnologías viejas y nuevas en la recolección y análisis de datos de confiabilidad.</p> <p>(*) indica los datos mínimos que deberán ser recolectados.</p>						

9.5 Datos de Falla

Una definición uniforme de falla y un método de clasificación de fallas son esenciales cuando se necesitan combinar los datos de diferentes fuentes (plantas y operadores) en una base de datos de RM común.

Se deberá utilizar un informe común de datos de falla, como en la [Tabla 6](#) (véase también en la [Tabla 3](#)), para todas las clases de equipo. Para algunas clases de equipos, p.ej. equipos submarinos, algunas adaptaciones menores pueden ser necesarios.

Figura 6. Categorización de Mantenimiento

Categoría de datos	Datos a registrar	Descripción
Identificación	Registro de falla (*)	Identificación de registro de falla único
	Identificación/ubicación del equipo (*)	P.ej. número de etiqueta (Véase Table 5)
Datos de Falla	Fecha de falla (*)	Fecha de detección de falla (año/mes/día)
	Modo de falla (*)	Usualmente a nivel de unidad de equipo (nivel 6) (Véase B.2.6) ^a
	Impacto de falla en la seguridad de la planta (p.ej. personal, medioambiental, activos) ^b	Categorización cualitativa y cuantitativa de consecuencia de falla (Véase también C.1.10)
	Impacto de falla en la operación de la planta (p.ej. producción, perforación intervención) ^b	Categorización cualitativa y cuantitativa de consecuencia de falla (Véase también C.1.10)
	Impacto de falla en la función del equipo (*)	Efecto en la función de unidad del equipo (nivel 6): falla crítica, degradada, o incipiente ^c
	Mecanismo de falla	Los procesos físicos y químicos que han conducido a una falla
	Causa de Falla ^d	Las circunstancias durante el diseño, fabricación o uso que han conducido a una falla (Véase Tabla B.3)
	Subunidad en falla	Nombre o subunidad en falla (Véase ejemplos en Anexo A)
	Componente/Ítem mantenible(s) en falla	Nombre del componente/ítem mantenible en falla (Véase Anexo A)
	Método de detección	Como se detectó la falla (Véase Table B.4)
	Condición operativa al momento de la falla (*)	Detención, puesta en marcha, funcionamiento, espera en caliente, tiempo inactivo, espera en frío, pruebas
	Fase operacional en falla ^e	Tipo de operación al momento de falla
	Clasificación de modo de falla SIS ^f	Clasificar la falla para un evento específico (DU, DD, SU, SD; Véase F.2) ^g
Observaciones	Información adicional	Proporcionar más detalles, si están disponibles, acerca de las circunstancias que conducen a la falla: falla de unidades redundantes, causas de falla etc.
<p>^a Para algunas categorías de equipos tales como equipos submarinos, se recomienda también registrar los modos de falla en los niveles de taxonomía inferiores a la de los niveles de unidad de equipos.</p> <p>^b Véase ejemplo de clasificación de consecuencia de falla en Tabla C.2</p> <p>^c Para algunas categorías y aplicaciones de equipos puede ser suficiente registrar solamente las fallas críticas y no críticas (degradadas + incipientes).</p> <p>^d La causa de falla y algunas veces el mecanismo de falla no se conocen cuando los datos son recolectados, ya que comúnmente estos requieren que se realice un análisis de causa de raíz. Tal análisis deberá ser realizado para fallas de consecuencias altas, alto costo de reparación/tiempo de parada, o fallas que ocurren más frecuentemente de lo que se considera como “normal” para esta clase de unidad de equipo. (“los agentes más graves”).</p> <p>^e Es relevante para algunos equipos, p.ej. perforación, equipos de terminación de pozos y acondicionamiento. La tabla de códigos depende de la categoría del equipo. La operación al momento de la falla debe especificarse, tal como la perforación, el tripping, perforación de cimentación, matar el pozo, etc.</p> <p>^f Esto es para fines de recolección de datos interna para la compañía y para aplicaciones en la instalación específica donde son recolectados los datos. Se debe tener cuidado si se generalizan debido a diferencias posibles en la clasificación para la misma clase de equipos en la mismas o diferentes instalaciones.</p> <p>^g Las clases, DU (no detectados peligrosos), DD (detectados peligrosos), SU (no detectados seguros), SD (detectados seguros), están definidos en IEC 61508-4:2010. Véase también en ISO/TR 12489:2013.</p> <p>(*) indica los datos mínimos que deberán ser recolectados.</p>		

9.6 Datos de mantenimiento

9.6.1 General

El mantenimiento se lleva a cabo por las siguientes razones:

- para corregir una falla (mantenimiento correctivo); la falla deberá ser reportada según lo descrito en 9.5;
- como una acción periódica normal y planificada para prevenir que ocurran fallas (mantenimiento preventivo).

Se deberá utilizar un informe común para todas las clases de equipo para informar datos de mantenimiento. Los datos requeridos se encuentran en la [Tabla 8](#). Para algunas clases de equipos, se requieren adaptaciones menores (p.ej. equipos submarinos).

Los datos mínimos requeridos para cumplir con los objetivos de este Estándar Internacional se identifican por (*) en la [Tabla 8](#). Sin embargo, añadir otras categorías de datos puede mejorar significativamente el potencial de uso de los datos de RM; Véase Anexo D.

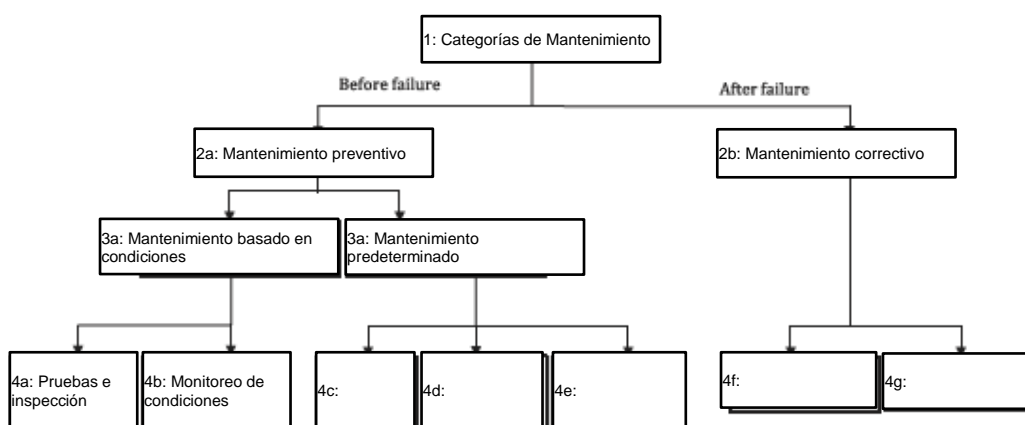
9.6.2 Categorías de Mantenimiento

Existen dos categorías básicas de mantenimiento:

- a) aquellas que se realizan para corregir un ítem después de la falla (mantenimiento correctivo);
- b) aquellas que se realizan para prevenir que un ítem caiga en estado de falla (mantenimiento preventivo); parte de esto pueden ser simplemente los chequeos (inspecciones, pruebas) para verificar la condición y el rendimiento del equipo con el fin de decidir si se requiere un mantenimiento preventivo.

NOTA “Modificación” no está definida como una categoría del mantenimiento, pero es una tarea a menudo realizada por la organización de mantenimiento. Una modificación puede tener influencia en la confiabilidad y rendimiento de un ítem.

[La Figura 6](#) muestra las categorías de mantenimiento en más detalle. [Tabla B.5](#) Presenta los principales tipos de actividades de mantenimiento realizadas comúnmente.



NOTA 3b – Mantenimiento predeterminado, Véase EN 13306:2010, 7.2; 4c — Prueba periódica (definida en 3.74) para detectar fallas ocultas potenciales; 4e – En este Estándar Internacional, el término “servicio programado” es utilizado, desde actividades de servicio que prolongan la vida útil menores a mayores; 4g – Mantenimiento diferido debe también incluir mantenimiento correctivo planificado, es decir, donde run-to-failure es la estrategia de gestión de falla escogida.

Figura 6 — Categorización del Mantenimiento

9.6.3 Informar datos de mantenimiento

9.6.3.1 Mantenimiento correctivo

Como un mínimo para registrar la confiabilidad de un ítem, se requiere que el mantenimiento correctivo para corregir una falla se registre.

El análisis de datos de falla requiere de atención si existen muchas fallas repetitivas en el mismo equipo o falla críticas en el equipo crítico de producción. Esto puede incluir la realización de un análisis de causa de raíz, basado en las características de falla subyacentes (modo de falla, causa y mecanismo de falla). Se pueden requerir mejoras para prevenir la reincidencia, extender la vida de servicio o mejorar la capacidad de detectar las fallas de manera anticipada.

9.6.3.2 Mantenimiento preventivo

Se recomienda que el registro del mantenimiento preventivo real (PM) se realice esencialmente en la misma manera que con las acciones correctivas. Esto puede entregar la siguiente información adicional:

- toda la historia del tiempo de vida de un ítem (todas las fallas y mantenimientos);
- recursos totales utilizados en el mantenimiento (horas hombre, repuestos);
- tiempo de parada total; y, por lo tanto, disponibilidad total del equipo, tanto técnico como operacional; Véase Anexo C;
- balance entre el mantenimiento preventivo y correctivo.

El registro de acciones PM es útil principalmente para el ingeniero en mantenimiento, pero también es útil para el ingeniero de confiabilidad que requiere registrar o calcular la disponibilidad del equipo. Un análisis de ciclo de vida toma en cuenta no sólo las fallas, sino también las acciones de mantenimiento destinadas a la reparación del ítem a la condición “tan buena como nueva”. Los PMs a menudo son realizados en un nivel jerárquico más alto (p.ej. nivel “paquete”); por lo tanto, puede que no existan datos disponibles que se puedan relacionar a los ítems en un nivel jerárquico más bajo (subunidad, ítem mantenible). Es necesario considerar esta restricción cuando se tengan que definir, informar y analizar los datos PM.

Durante la ejecución de acciones PM se pueden descubrir y corregir fallas inminentes como parte de las actividades de PM. En este caso, la falla(s) se deberán registrar como cualquier otra falla con la acción correctiva subsecuente realizada, aunque inicialmente estaba considerada como una actividad tipo PM. Sin embargo, se puede reconocer que algunas fallas, generalmente de carácter menor, se pueden corregir como parte del PM y no registrarlas de manera individual. La práctica de esto puede variar entre compañías y debe ser abordada por el recolector(es) de datos con el fin de revelar la clase posible y la cantidad de fallas que están incluidas dentro del programa PM:

9.6.3.3 Programa de mantenimiento preventivo

Una opción final es registrar también el programa PM planificado. En este caso, es posible registrar adicionalmente las diferencias entre el PM planificado el PM realizado en realidad (retraso). Un retraso en aumento indica el control de las condiciones de la planta están bajo amenaza y pueden, en circunstancias adversas, conducir a daños en el equipo, lesiones al medio ambiente y al personal. Establecer el concepto de mantenimiento (con el propósito del programa PM durante la pre operación) para varias categorías de equipos y clases asociadas de equipos se deben beneficiar al utilizar este Estándar Internacional.

El mantenimiento basado en condición (CBM) es importante para algunos tipos de categorías de equipo: p.ej. equipos rotatorios. La consideración del monitoreo de condiciones para propósitos de mantenimiento preventivo debe también utilizarse para la falla y los datos de mantenimiento reflejados en este Estándar Internacional. La disponibilidad de un sistema de monitoreo condicional en sí y procedimientos operacionales son también importantes para obtener beneficios del CM.

[Tabla 7](#) Muestra un resumen de datos a ser recolectados y un valor agregado posible para diferentes categorías de datos. El Anexo D contiene un resumen más detallado de los requerimientos para

varias aplicaciones.

Tabla 7 — Utilidad de datos de mantenimiento

Datos a recolectar	Prioridad con respecto a la recolección de datos	Ejemplos
Mantenimiento correctivo	Requerido (Véase Tabla 8)	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de reparación (MTTRes o MRT) Cantidad de mantenimiento correctivo Estrategia de reemplazo/repación
Mantenimiento preventivo real	Opcional	<ul style="list-style-type: none"> Historia del tiempo de vida total del equipo Recursos totales utilizados en mantenimiento Tiempo de parada total Efecto del PM en la tasa de falla Balance entre mantenimiento correctivo y preventivo
Mantenimiento preventivo planificado (programa de mantenimiento)	Opcional	<ul style="list-style-type: none"> Diferencia entre PM real y planificado (atraso) Programa actualizado basado en experiencias (métodos, recursos, intervalos)

Tabla 8 — Datos de Mantenimiento

Categoría de datos	Datos a registrar	Descripción ^a
Identificación	Registro de Mantenimiento (*)	Identificación de Mantenimiento único
	Identificación/ubicación del equipo (*)	ej. número de etiqueta (Véase Tabla 5)
	Registro de falla (*)	Correspondiente al registro de identificación de falla (no es relevante para el mantenimiento preventivo)
Datos de Mantenimiento	Fecha del mantenimiento (*)	Fecha cuando fue realizada la acción de mantenimiento o planificada (fecha de inicio)
	Categoría de Mantenimiento (*)	Categoría principal (correctiva, preventiva)
	Prioridad del Mantenimiento	Prioridad alta, media o baja
	Intervalo (planeado)	Calendario o intervalo operativo (no relevante para mantenimiento correctivo)
	Actividad de Mantenimiento	Descripción de la actividad de mantenimiento, Véase Anexo B , Tabla B.5
	Impacto en planta de las operaciones de mantenimiento	Cero, parcial o total
	Sub-unidad mantenida	Nombre de la sub-unidad mantenida (Véase Anexo A) ^b (puede ser omitido del mantenimiento preventivo).
	Componente/ítem mantenible(s)	Especificar el componente/ítem mantenible(s). Que estuvo en mantenimiento (Véase Anexo A) (se puede omitir del mantenimiento preventivo)
	Ubicación de repuestos	Disponibilidad de repuestos (p.ej. fabricante local/a distancia)
Recursos de Mantenimiento	Horas hombre mantenimiento, por disciplina ^c	Horas hombre mantenimiento por disciplina (mecánico, eléctrico, instrumentos, otros)
	Mantenimiento horas hombre, total	Total de horas hombre de mantenimiento
	Mantenimiento de recursos de equipos	ej. intervención de buques y grúas

Tabla 8 (continua)

Categoría de datos	Datos a registrar	Description ^a
Tiempos de Mantenimiento	Tiempo de mantenimiento activo ^d (*)	Duración de tiempo para trabajos de mantenimiento activo que se realizan en el equipo (Véase también definiciones en la Tabla 4)
	Down time ^d (*)	Duración de tiempo durante el cual un ítem está en estado descendente (Véase también Tabla 4 y Figura 4)
	Retrasos/problemas del mantenimiento	Causas de downtime prolongado, p.ej. logística, clima, andamiaje, falta de repuestos, retraso en las reparaciones.
Observaciones	Información adicional	Entregar más detalles, si están disponibles, en la acción de mantenimiento y los recursos utilizados
<p>^a Los registros deben ser ingresados tanto para mantenimiento correctivo como preventivo, excepto donde se muestran.</p> <p>^b Para el mantenimiento correctivo, la subunidad mantenible es normalmente idéntica a la especificada en el informe de evento de falla.</p> <p>^c Para equipos submarinos, aplica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> — tipo de recuses principales y número de días utilizados, p.ej. pozo de perforación, buque sumergible, buque de servicio; — Tipo de recurso (s) suplementario y número de horas utilizadas, p.ej. buzos, ROV/ROT, personal de plataforma <p>^d Esta información es deseable para los análisis de RAM y RCM. Es actualmente poco frecuente en los sistemas de gestión de mantenimiento. Es necesario mejorar el informe de esta información para capturar razones para down times prolongados.</p> <p>(*) Indica los datos mínimos que deberán ser colectados.</p>		

Anexo A (informativo)

Atributos de clases de equipos

A.1 Notas Consultivas

A.1.1 General

[El Anexo A](#) proporciona ejemplos de cómo se pueden categorizar equipos típicos utilizados en las industrias de petróleo, petroquímica y gas natural con respecto a sus taxonomías, definiciones de límites y datos de inventario. Estos datos son informativos para cada equipo. Los datos normativos, p.ej. modos de falla, para los ejemplos de equipos se muestran en el [Anexo B](#).

Un enfoque estandarizado ha sido aplicado para algunas sub-unidades que se utilizan en la mayoría de las clases de equipo (p.ej. control y monitoreo, sistema de lubricación, sistema de enfriamiento). El resultado es que el número total de tablas requeridas para describir las categorías y definiciones de datos diferentes requeridos se reduce y, al mismo tiempo, existen menos definiciones y códigos hechos a la medida para cada equipo individual. Por lo tanto, el usuario debe aplicar aquellas categorías y códigos que son aplicables al equipo para el cual se están recopilando datos. El equipo que tiene un diseño único puede requerir una categorización más hecha a la medida en lugar de aquella mostrada en estos ejemplos.

En las tablas que describen la “subdivisión de unidades de equipo” para el equipo, se recomienda también incluir lo siguiente:

- a) “Ítems/partes mantenibles” según sea necesario, p.ej. incluir la instrumentación;
- b) “Otros”, si los “Items/partes Mantenibles” definidos no están presentes; o
- c) Categoría “Desconocida”, si no se cuenta con suficiente información disponible.

Las clases de prioridad entregadas en este anexo son: alta, media y baja. Al momento de interpretar o evaluar el valor de estas clases, estas pueden ser equivalentes a obligatorio (alta), altamente deseable (media) y deseable (baja).

A.1.2 Definición de límites

El propósito de la definición de límite es asegurar un entendimiento común de la “sub unidad/componente” e “ítem/parte mantenible” incluidos dentro del límite de un equipo en particular y, por lo tanto, cuáles eventos de fallas y mantenimiento se deben registrar. Para la definición de límites, se recomiendan las siguientes reglas.

- a) No incluir ítems de diseño único o ítems dependientes de configuración. Incluya sólo aquellos ítems que se consideran genéricos para la clase de equipo que se está considerando con el fin de comparar “lo similar con lo similar”.
- b) Excluir los ítems conectados de los límites de la clase de equipos, a menos que estén específicamente incluidos por la especificación del límite. Las fallas que ocurran en una conexión (p.ej. fuga), y que no puedan estar relacionadas únicamente al ítem conectado, deben ser incluidas dentro de la definición de límite.
- c) Si un accionador y la unidad accionada utilizan una sub unidad en común (p.ej. sistema de lubricación), se debe relacionar los eventos de falla y mantenimiento en esta sub unidad, como una regla general, a la unidad accionada;
- d) Incluir instrumentación solo donde exista una función específica de control y/o monitoreo para la unidad del equipo en cuestión y/o si es instalado localmente en la unidad del equipo. El control y la instrumentación de supervisión de uso más general (p.ej. sistemas SCADA) no deben, como regla, ser incluidas;

- e) El uso adecuado de P&ID al definir los ítems dentro del límite de clase de equipo. Se presentan ejemplos de diagrama de límites desde A.2.2 hasta A.2.10 para diferentes clases de equipos. Esta lista no es exhaustiva para las categorías de equipos cubiertas por este Estándar Internacional, pero incluye ejemplos de cómo se pueden definir las taxonomías para un equipo típico encontrado en las industrias de petróleo, petroquímica and gas natural.

A.1.3 Datos del equipo comunes

Este Estándar Internacional recomienda algunos datos comunes del equipo que deben ser recolectados para todas las clases de equipos como se muestra en la [Tabla 5](#).

Cabe destacar que algunos datos en la [Tabla 5](#) son solamente válidos para ciertas categorías de equipos. Esto aplica, por ejemplo, para los campos de información, “Número de demandas de pruebas periódicas durante un periodo de vigilancia según corresponda” y “Número de demandas operacionales durante el periodo de vigilancia, según corresponda. El uso de tales datos de análisis de confiabilidad se abordarán más adelante C.13.

Adicionalmente, algunos datos específicos del equipo para las clases de equipos están representadas en este anexo. Se ha descubierto que estos datos son útiles al momento de comparar el rendimiento o realizar benchmarking del equipo.

Tales características de diseño específicas para cada clase de equipo se deben considerar dependiendo de cuán lejos quiere o requiere continuar el recolector de datos en categorización del equipo. La recolección de datos requiere considerar el costo de obtener los datos, que a menudo puede ser alto, y el valor de los datos en relación a los requerimientos específicos para definir cada clase de equipo para un análisis destinado. La accesibilidad de los datos en las fuentes de datos, también establece un límite en los datos que pueden ser recolectados. Una indicación de la importancia de cada tipo de dato está indicada. Esta clasificación de importancia puede diferir entre los diferentes usuarios y aplicaciones.

A.1.4 Clasificación de equipos y aplicación

[Las Tablas A.1](#) a la [A.4](#) proporcionan una metodología para agrupar diferentes ejemplos de equipos y sus aplicaciones cubiertos por este Estándar Internacional. Estas listas no pretenden ser exhaustivas, pero tienen el fin de mostrar los principales tipos de clases de equipo y sistemas y como éstas se pueden agrupar en categorías. Cualquier categorización aplicada debe ser apropiada para el uso y propósito destinado de los datos que se están recolectando (Véase 7.1.2).

- [Tabla A.1](#) muestra una recomendación para el agrupamiento de equipos a nivel de la instalación (nivel 3 en la jerarquía taxonómica).
- [Tabla A.2](#) muestra una recomendación de como el equipo puede ser clasificado a nivel de planta/unidad (nivel 4), mostrado en la [Tabla 5](#).
- [Tabla A.3](#) muestra una lista de sistemas/secciones relevantes (nivel 5) dentro de las industrias de petróleo, gas natural y petroquímica donde los equipo cubiertos por este Estándar Internacional pueden ser utilizados. Los sistemas donde el equipo es aplicado deben ser registrados como un parámetro en los datos generales del equipo mostrados en la [Tabla 5](#) (categoría “Uso/Ubicación”).
- [Tabla A.4](#) enlista ejemplos típicos de equipos utilizados en la industria de petróleo, gas natural y petroquímica cubiertos por este Estándar Internacional (nivel 6). [Tabla A.4](#) también indica todas las taxonomías de equipos que están ilustradas por ejemplos, según lo descrito en A.2.1. B.2.6. contiene los modos de falla asociados para los mismos ejemplos de equipos. Algunas referencias en relación a los equipos, (p.ej. estándares ISO y IEC) están también enlistados para algunas clases de equipos seleccionadas.

En la clasificación mostrada en las Tablas [A.1](#) a la [A.3](#), los términos “upstream,” “midstream,” “downstream” y “petroquímica” son utilizados. Para definiciones de estos términos, véase Cláusula 3.

Las categorías de los equipos en la [Tabla A.4](#) tienen varias funciones, y tienen el propósito de categorizar las clases de equipo prioritarias cubiertas en este estándar, por ejemplo, operaciones principales como equipos rotatorios, mecánicos y eléctricos; mientras otras son grupos de aplicación

de procesos, por ejemplo, perforación, producción submarina y suministros.

Cabe destacar que la ISO 19008:2016 tiene un sistema de clasificación estándar utilizado para la codificación de costos, donde el Plan de Estructura Físico (PBS) y el Código de Recursos (COR) también abordan los sistemas enlistados en la [Tabla A.3](#) y los equipos enlistados en la [Tabla A.4](#), respectivamente.

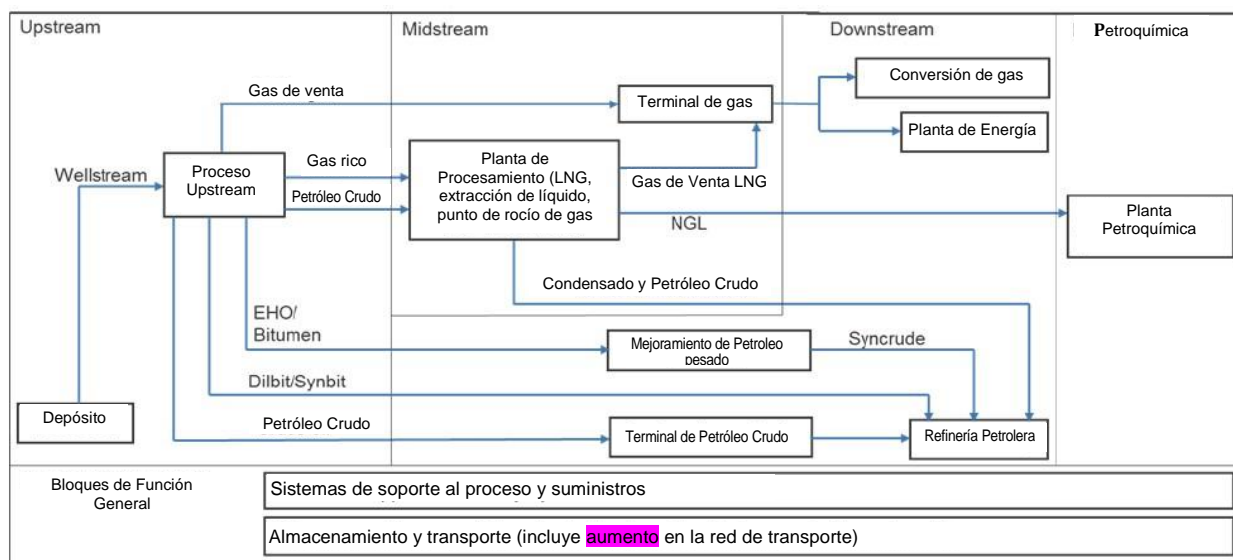


Figura A.1 — Bloques de funciones de tecnología de procesos en la cadena de valor de petróleo y gas — Nivel 3

Tabla A.1 — Categoría de instalación— Nivel 3

Categoría del Negocio			
Upstream (E & P)	Midstream	Downstream	Petroquímica
Instalación de producción de petróleo /gas (marítimo/terrestre)	Gas natural licuado (LNG)	Refinería	Complejo petroquímico
Instalación SAGD (terrestre)	Gas de petróleo licuado (LPG)	Conversión de gas	Terminal
Instalación de perforación (marítimo/terrestre)	Procesamiento de gas	Planta de energía	Línea/oleoducto/ gasoducto
Buque marítimo	Terminal	Línea/oleoducto/ gasoducto	
Terminal	Almacenamiento	Terminal	
Línea/oleoducto/ gasoducto	Envío	Biocombustibles	
LNG flotante (FLNG)	Línea/oleoducto/ gasoducto		
Nota 1: El envío se define como cualquier medio de transporte (marino, ferroviario, carretera).			
Nota 2: La conversión de gas incluye de Gas a Líquidos (GTL).			
Nota 3: El calor y la energía combinada (CHP) es parte de la planta de energía.			
Nota 4: La instalación de perforación puede ser separada o integrada a una instalación terrestre/marítima.			

Tabla A.2 — Planta/Clasificación de Nivel de Unidad — Nivel 4

Business category			
Upstream (E & P)	Midstream	Downstream	Petroquímica
Perforación Unidad de perforación marítima móvil (MODU) Plataforma de perforación terrestre Marítimo Plataforma Marítima Almacenamiento y desembarque de producción flotante (FPSO) Floating drilling, production storage and offload- ing (FDPSO) Unidad de almacenamiento flotante (FSU) Torre compatible Plataforma de piernas tensadas (TLP) Carga marítima Producción submarina Marítima Intervención submarina y buques de apoyo (SISV) Buques de instalación Terrestre Planta de producción terrestre-pozos convencionales Planta de producción terrestre- pozos no convencionales	Extracción NGL Fraccionamiento NGL Estación compresora para gasoducto/ oleoducto Estación de bumbo para gasoducto/ oleoducto Servicios Desembarque	Proceso Downstream Gas a Liquido (GTL) Calor y Energía combinadas (CHP) Biocombustibles Proceso de Refinería Unidad de destilación de crudo Unidad de coquización retardada Unidad de hidrotratamiento Unidad de fraccionamiento catalítico fluido Unidad de recuperación de Sulfuro Generación de hidrógeno Unidad de recuperación de gas de cola General Suministro Instalaciones externas y de apoyo	Metanol Etilino Acetic Acid Polyethylene Polipropileno Cloruro de polivinilo Servicios Instalaciones externas y de apoyo

Tabla A.3 — Clasificación Sistema/Sección — Nivel 5

Categoría del Negocio			
Upstream (E & P)	Midstream	Downstream	Petroquímica
Proceso - General S1. Proceso/tratamiento de Petróleo S2. Proceso/tratamiento de gas S3. Inyección de agua S4. Exportación de petróleo condensado S5. Exportación de gas S6. Almacenamiento Servicios Upstream^a S7. Tratamiento de agua aceitosa S8. Drenajes cerrados S9. Metanol S10. Gas de combustión S11. Agua dulce Sistemas Marítimos S12. Agua de basalto S13. Agua de mar S14. Mantener la posición S15. Manejo del hielo Perforación y Pozo S16. Instalaciones de Perforación S17. Proceso de Perforación S18. Control de pozo de Perforación S19. Control y Monitoreo de perforación S20. Tapa de elevador y pozo S21. Inyección y producción del pozo ^c S22. Cierre del pozo S23. Accionamiento del pozo	Proceso - General S28. Proceso/tratamiento de Petróleo S29. Proceso/tratamiento de gas S30 Exportación de petróleo condensado S31. Midstream utilities S32. Exportación de gas S33. Tratamiento de aguas residuales Proceso LNG S34. Tratamiento de gas S35. Licuefacción S36. Fraccionamiento S37. Refrigeración S38. Almacenamiento y carga de LNG Servicios LNG S39. Almacenamiento de refrigerante	Destilación de Crudo S40. Tren de precalentamiento S41. Desalinización S42. Atmosférica S43. Al vacío Hidrotratamiento S44. Alimentación S45. Reacción S46. Reciclaje S47. Decapado S48. Secado Craqueo Catalítico Fluido S49. Alimentación S50. Conversión S51. Compresión de gas S52. Recuperación de gas S53. Debutanizadora Servicios Downstream S54. Gas de Combustión S55. SNOX S56. Tratamiento de aguas residuales	Proceso - General S57. Hidrógeno reformado por vapor S58. Isomerización S59. Extracción de fenol S60. Unidad de polimerización S61. Desasfaltado con disolvente S62. Desparaфинados con disolvente S63. Extracción del Disolvente S64. Craqueo al vapor S65. Metano reformado al vapor S66. Endulzamiento

Tabla A.3 (continua)

Categoría del Negocio			
Upstream (E & P)	Midstream	Downstream	Petroquímica
Sistemas de control y seguridad (aplicable para todas las categorías del negocio)			
S67.	Despresurización de emergencia (EDP) (Purga) (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 3)		
S68.	Parada de emergencia (ESD) (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 1)		
S69.	Parada de proceso (PSD) (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 2)		
S70.	Detección de incendio y gas (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 6)		
S71.	Agua contra fuegos (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 7)		
S72.	Extinción de incendios (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 8)		
S73.	Estallido (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 20)		
S74.	Control de Proceso (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 9)		
S75.	Comunicación de Emergencia ^e (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 11)		
S76.	Sistema de evacuación (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 12)		
S77.	Gas Interte (incluye tanque de carga y mantilla)		
S78.	Drenajes abiertos		
Servicios (aplicable para todas las categorías del negocio)			
S79.	Vapor		
S80.	Corriente principal ^b		
S81.	Alimentación de emergencia ^b (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 18)		
S82.	Energía esencial ^b		
S83.	Aire de instrumentación		
S84.	Aire de servicio		
S85.	Enfriamiento		
S86.	Calentamiento		
S87.	Nitrógeno		
S88.	Inyección química (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 10)		
S89.	Carga (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 15)		
S90.	Reabastecimiento de helicópteros		
S91.	Protección de energía eléctrica		
S92.	Medición fiscal		
Auxiliares ^f (aplicable para todas las categorías del negocio)			
S93.	Telecomunicaciones ^e (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 19)		
S94.	HVAC (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 21)		
S95.	Desconexión (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 13)		
S96.	Manipulación de materiales (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 22)		
S97.	Buceo de Saturación (cf. ISO/TR 12489:2013, Tabla A.1, Sistema 31)		
^a Estas secciones/Sistemas pueden también ser aplicables para downstream y petroquímica a menos que esté definido específicamente para estas categorías.			
^b Incluye la generación y producción de energía			
^c Producción/inyección del pozo incluye la superficie la superficie de la boca del pozo y el árbol de navidad.			
^d SURF incluye SPS (Sistema de producción submarina).			
^e Con respecto a las telecomunicaciones; estas se podrían subdividir o extender con los siguientes sistemas: Seguridad, comunicación, ayudas de navegación, prevención de colisión y recolección de datos Metocean.			
^f Con respecto a la diferencia entre auxiliares y servicios. Los auxiliares proporcionan ayuda y apoyo suplementario adicional. A diferencia de los servicios que están destinados a proporcionar servicio para equipos múltiples mientras que los equipos auxiliares tienden a enfocarse en apoyar a un solo sistema, por ejemplo, un tanque de combustible auxiliar de un motor.			

Tabla A.4 — Clase de equipo — Nivel 6

Categoría de equipo	Clase de equipo — Nivel 6	Código de clase del equipo	Ejemplo incluido en el Anexo A	Referencias
Giratorio (A.2.2)	Sopladores y ventiladores g	BL	No	API/Std 673 API/Std 560
	Centrifugadoras	CF	No	
	Motores de combustión	CE	A.2.2.1	ISO 8528 API RP 7C-11F API Spec 7B-11C
	Compresores	CO	A.2.2.2	ISO 10439 (todas las partes) ISO 13631 ISO 13707 ISO 10442 API/Std 617 API/Std 618 API/Std 619
	Generadores Eléctricos	EG	A.2.2.3	BS 4999-140 IEEE C37.101 IEEE C37.102 NEMA MG 1
	Motores Eléctricos	EM	A.2.2.4	IEC 60034-12 IEC 60470 IEC 60947-4-1 API/Std 541 API/Std 547 NEMA MG 1
	Turbinas a gas	GT	A.2.2.5	ISO 3977 (todas las partes) ISO 2314 API/Std 616
	Expansores de Líquidos	LE	No	
	Mezcladores	MI	No	
	Bomba	PU	A.2.2.6	ISO 13709 ISO 13710 API/Std 610 API/Std 674 API/Std 676
	Turbinas a vapor	ST	A.2.2.7	ISO 10437 API/Std 611 API/Std 612
	Turboexpansores	TE	A.2.2.8	API/Std 617
Mecánico (A.2.3)	Transportadores y elevadores	CV	No	

Tabla A.4 (continua)

Categoría de equipo	Clase de equipo — Nivel 6	Código de clase del equipo	Ejemplo incluido en el Anexo A	Referencias
	Grúas	CR	A.2.3.1	
	Filtros y coladores	FS	No	
	Intercambiadores de calor	HE	A.2.3.2	ISO 12211 ISO 12212 ISO 16812 ISO 13706 ISO 15547 (todas las partes) API/Std 660 API/Std 661 API/Std 662
	Calentadores y Calderas	HB	A.2.3.3	ISO 13703 ISO 15649 API/Std 560
	Brazos de Carga	LA	No	ISO 28460 ISO 16904
	Tuberías en terreno	PL	No	ISO 13623
	Tuberías	PI	A.2.3.5	ISO 13703 ISO 15649 ASME B31.3
	Buques de presión	VE	A.2.3.4	ASME VIII Div.1/2
	Silos	SI	No	
	Eyectores de vapor	SE	No	
	Tanques de almacenamiento ^h	TA	A.2.3.9	ISO 28300 API Spec 12D API Spec 12F API Spec 12P API/Std 650 API/Std 620 API/Std 2000 API/Std 2610
	Pivotes	SW	A.2.3.8	
	Torrecillas	TU	A.2.3.7	
	Winches	WI	A.2.3.6	

Tabla A.4 (continua)

Categoría de equipo	Clase de equipo — Nivel 6	Código de clase del equipo	Ejemplo incluido en el Anexo A	Referencias
Eléctrico (A.2.4)	Convertidores de frecuencia	FC	A.2.4.4	IEC 61800-1 IEC 61800-2 IEC 61800-3 IEC 61800-4 IEC 61800-5-1 IEC 60146 IEEE/Std 1566
	Cables y Terminaciones de energía (tapa/En terreno)	PC	No	CSA FT4 CSA/Std C68.3 ICEA S-93-639-2000 IEC 60227 IEEE 1202 NEMA 20C NEMA VE-1 NEMA VE-2 UL 1072 UL 1277 UL 1569 UL 2225 UL 2250
	Transformadores de Energía	PT	A.2.4.2	IEC 60076 IEC 60076-1 IEC 60076-2 IEC 60076-3 IEC 60076-4 IEC 60076-5 IEC 60076-7 IEC 60076-8 IEC 60076-10 IEC 60076-11 IEC 60076-12 CAN/CSA C88-M IEEE C57.12.10 IEEE C57.18.10

Tabla A.4 (continua)

Categoría de equipo	Clase de equipo — Nivel 6	Código de clase del equipo	Ejemplo incluido en el Anexo A	Referencias
	Interruptor	SG	A.2.4.3	IEC 61439-1 IEC 60947 IEC 60947-2 IEC 60947-3 IEC 60947-4-1 IEC 62271-1 IEC 62271-100 IEC 62271-102 IEC 62271-200 IEEE C37.012 IEEE C37.13.1 IEEE C37.20.7
	Suministro de energía ininterrumpida	UP	A.2.4.1	IEC 61000-4-7 IEC 62040-2 IEC 62040-3 FCC 47 CFR 15 NEMA PE 1 NEMA PE 5 NEMA PE 7
Seguridad y control (A.2.5)	Unidades lógicas de control	CL	A.2.5.3	ISO 10418 ISO 13702 IEC 61131 API RP 554 NORSOK S-001
	Equipo de comunicación de emergencia ^j	EC	No	ISO 15544 IMO (SOLAS, MODU)
	Escape, evacuación y rescate ^o	ER	No	ISO 13702 ISO 15544 IMO (SOLAS, MODU, LSA) NORSOK S-001
	Detectores de incendios y gas	FG	A.2.5.1	ISO 10418 ISO 13702 IMO (SOLAS, MODU, FSS) NORSOK S-001
	Equipo contra incendios	FF	No	ISO 13702 NORSOK S-001

Tabla A.4 (continua)

Categoría de equipo	Clase de equipo — Nivel 6	Código de clase del equipo	Ejemplo incluido en el Anexo A	Referencias
	Encendido	FI	No	ISO 25457 API/Std 521 API/Std 537
	Equipo Inert-gas	IG	No	IMO (SOLAS, MODU)
	Dispositivos de entrada	IP	A.2.5.2	ISO 10418 NORSOK I-001
	Salvavidas	LB	A.2.5.6	ISO 13702 ISO 15544 DNV-OS-E406 IMO, SOLAS: MSC.81 (70) IMO, SOLAS: MSC.48 (66) NORSOK R-002 NORSOK S-001 NORSOK U-100
	Boquillas	NO	A.2.5.5	NFPA 13 NFPA 15 NFPA 16
	Telecomunicaciones	TC	No	IMO/COMSAR/ Circ.32 NORSOK T-001 NORSOK T-100
	Válvulas	VA	A.2.5.4	ISO 5208 ISO 13702 ISO 14313 API Spec 6D API/Std 520 API/Std 521 API/Std 526 API/Std 594 API/Std 609 ASME B16.34 NORSOK S-001
Submarino (A.2.6) ^r	Elevadores de árbol seco	DT	No	ISO 10423 API Spec 6A
	Elevadores	PR	A.2.6.3	API RP 17B API Spec 17J
	Compresores Submarinos	SC	No	
	Equipo de buceo submarino	SD	No	

Tabla A.4 (continua)

Categoría de equipo	Clase de equipo — Nivel 6	Código de clase del equipo	Ejemplo incluido en el Anexo A	Referencias
	Distribución de energía eléctrica submarina	EP	A.2.6.5	
	Líneas de flujo submarinas	FL	No	ISO 13623 ISO 14313 ISO 14723 ISO 16708 DNV-OS-F101 DNV-RP-F116
	Intercambiadores de calor submarinos	SH	No	
	Intervención submarina ^p	CI	No	API RP 17H
	Colectores submarinos	MA	No	ISO 13628-15
	Tuberías submarinas	SL	A.2.6.7	ISO 13623 ISO 14313 ISO 14723 ISO 16708 DNV-OS-F101 DNV-RP-F116
	Cables de energía submarinos	CA	No	IEC 60502 IEC 60840
	Buques de presión submarinos	SV	A.2.6.6	
	Control de producción submarina	CS	A.2.6.1	ISO 13628-5 API/Std 17F
	Bomba submarina	SP	A.2.6.4	
	Plantillas submarinas	TM	No	ISO 13628-15
	Boca de pozo y árbol de navidad submarinos	XT	A.2.6.2	ISO 13628-4
Finalización del pozo ⁱ (A.2.7)	Válvulas de seguridad del fondo del pozo	SS	A.2.7.2 and A.2.7.5	ISO 10417 ISO 10432 ISO 16070 API RP 14B API Spec 14A API Spec 14L NORSOK D-010
	Finalización del fondo del pozo ^q	WE	A.2.7.2	Véase also note
	Bomba sumergible eléctrica ^d	ESP	A.2.7.2 and A.2.7.6	ISO 15551-1 API RP 11S
	Superficies de la boca del pozo y de los árboles de navidad	XD	A.2.7.7	ISO 10423 API Spec 6A
Perforación (A.2.8)	Equipo de Cementación	CG	No	
	Obturadores y Boquillas	DC	No	
	Bloques de fijos y de desplazamiento	TB	No	
	Torre de perforación ^b	DE	No	

Tabla A.4 (continua)

Categoría de equipo	Clase de equipo — Nivel 6	Código de clase del equipo	Ejemplo incluido en el Anexo A	Referencias
	Desviadores	DI	No	ISO 13354
	Malacate	DW	No	
	Perforación y terminación de elevadores	DD	No	ISO 13624-1 ISO 13628-7
	Resortes	DS	No	ISO 11961
	Equipo de tratamiento de lodo ^f	DM	No	
	Equipo de manipulación de tubería	DH	No	
	Compensadores de elevación	DR	No	
	Compensadores de movimiento de cuerdas	MC	No	
	Inhibidores de explosión submarina (BOP)	BO	A.2.8.2	API Spec16A API Spec 16D API/Std 53
	Inhibidores de Explosión de superficie (BOP) ^a	BT	A.2.8.3	API Spec 16A API Spec 16D API/Std 53
	Accionadores principales	TD	A.2.8.1	
Intervención de Pozo ^l (A.2.9)	Tubería en espiral, equipo de superficie	W1	No	
	Tubería en espiral, equipo de control de pozo de superficie	WC	A.2.9.1	NORSOK D-002
	Tubería en espiral, cadenas de trabajo	W2	No	
	Tubería en espiral, ensamblajes de fondo de pozo	W3	No	
	Entubado, equipo de superficie	W1	No	
	Entubado, cadenas de trabajo	W2	No	
	Entubado, equipo de control de pozo de superficie	WC	A.2.9.1	NORSOK D-002
	Entubado, ensamblajes de fondo de pozo y tuberías	W3	No	
	Intervención del pozo submarino ^e	OI	A.2.9.2	ISO 13628-7
	Cableado, equipo de superficie	W1	No	
	Cableado, equipo de control de pozo de superficie ⁿ	WC	A.2.9.1	NORSOK D-002
	Cableado, cable recuperador, cables de trenzado y eléctricos	W2	No	
	Cableado, ensamblajes de fondo de pozo	W3	No	
Marino (A.2.10)	Molinete de ancla y equipo de amarre	AM	No	
	Equipo de deshielo ^k	IC	No	
	Equipo de posicionamiento dinámico	DP	No	ISO 19901-7
	Plataforma de helicóptero para equipo	HT	No	NORSOK C-004
	Conexión y fijación	JF	A.2.10.1	
	Equipo de desconexión marino	MD	No	
	Propulsores	TH	No	
	Equipo de remolque	TO	No	

Tabla A.4 (continua)

Categoría de equipo	Clase de equipo — Nivel 6	Código de clase del equipo	Ejemplo incluido en el anexo A	Referencias
Servicios ^c (A.2.11)	Equipo de suministro de aire	AI	No	
	Desobrecalentadores	SU	No	
	Equipo de ignífugo	FE	No	
	Medios de calentamiento/enfriamiento	HC	No	
	Unidades de energía hidráulica	HP	No	
	Equipo de suministro de nitrógeno	NI	No	
	Equipo de drenaje abierto/cerrado	OC	No	

Tabla A.4 (continua)

Categoría de equipo	Clase de Equipo — Nivel 6	Código de clase del equipo	Ejemplo incluido en el anexo A	Referencias
Auxiliares (A.2.12)	Equipo HVAC m	HV	No	ISO 15138
a	Los inhibidores de estallidos de superficie no incluyen plataforma terrestre BOP.			
b	Incluye compensación de balanceo.			
c	Los servicios pueden estar asociados a un número de clases de equipo en este Estándar Internacional (por ejemplo, bomba, válvulas, instrumentación)			
d	Equipo de elevación artificial como la bomba sumergible hidráulica (HSP), bomba de tornillo (PCP) y válvula de elevación de gas (GLV) no se incluyen aquí Véase también A.2.7.2 y también A.2.7.6			
e	Incluye tres clases de equipos, y cubre equipos como, por ejemplo, elevador de accionamiento.			
f	Incluye separador de esquisitos, desarenador/destilador, centrifugadora y degasser.			
g	No incluye compresor de aire.			
h	No incluye tanques de almacenamiento marítimo			
i	La terminación de un pozo cubre tanto los pozos terminados de superficie y submarinos. La boca del pozo no es una clase de equipo, pero es una subunidad en la boca de pozo de la Superficie y de los árboles de navidad (A.2.7.7) y en la boca de pozo y el árbol de navidad (A.2.6.2) Submarinos, ya que también estos actúan como una barrera A.2.7.2 describen el equipo de finalización de fondo del pozo y algunas descripciones de las clases de equipo que han sido subdivididas posteriormente, Véase A.2.7.5-6.			
J	La comunicación de emergencia incluiría anuncios públicos y un sistema de comunicación (PACOS) y equipos asociados.			
K	Esto, por ejemplo, podría incluir equipo de trazado de calor.			
L	Las clases de equipo de intervención del pozo son para terminaciones de pozos secos. En algunas recolecciones e intercambio de datos, las clases de equipo deben ser agrupadas en cuatro clases de equipos (W1, W2, W3 y WC), y aplicables para tubería de cable entrelazado, cableado o amortiguación. Para mayor información A.2.9.1.			
M	Las clases de equipo que son partes relevantes de un Sistema HVAC son: 1) Ventilador accionado por motor. La unidad de ventilador puede ser cubierto por la clase de equipo de Sopladores y Ventiladores. 2) El accionador será cubierto por clases de equipo existentes de motores eléctricos. (3) El filtro puede ser cubierto por la clase de equipo de Filtros y coladores. 4) Calentamiento/Enfriamiento. La unidad calentamiento/enfriamiento puede ser incluida dentro de las clases de equipo de intercambiadores de calor. 5) Detectores de calor, gas y fuego como clase de equipos de calor, gas y fuego, 6) Equipos de entrada como clase de equipos de entrada			
n	Cabe notar que el cableado BOP es parte de este.			
o	El bote salvavidas está establecido como una clase de equipo separado, pero otro equipo como los barcos de Man-overboard (MOB) no forma parte de esta clase de equipo. Varios equipos cumplirán las funciones necesarias para el escape, evacuación y rescate. Estos podrían estar relacionados al transporte, apoyo de protección a la persona y la vida, comunicaciones de emergencia, servicios de emergencia. (iluminación, energía y ventilación) e infraestructura de entrada y salida (refugios, rutas de escape, puertas, puntos de encuentro y áreas de aterrizaje, etc.) Algunos de estos equipos pueden requerir recolección de datos de confiabilidad y algunos se descubrirán por otras clases de equipos en la Table A.4 .			
p	Este incluye herramientas operadas a distancia (ROT), herramientas de conexión, herramientas de funcionamiento y herramientas de vehículos operados a distancia (ROV) – utilizadas para la instalación inicial, comisionamiento submarino, intervención y reparaciones (p.ej. SCM, válvulas submarinas) o modificaciones/extensiones.			
q	La clase de equipo de terminación del fondo del pozo se podría dividir aún más, como se ha hecho en algunos equipos definidos como DHSV y ESP. Los estándares relevantes para revestimiento y tubería (ISO 13679:2002, API Spec 5CT, ISO 11960:2014), Empacadoras de suspensión de revestimiento (ISO 14310:2008 and NORSOK D-010:2013), Producción de empacadoras (ISO 14310:2008), dispositivo de control de flujo (API Spec 19G2) y mandos de control y monitoreo de fondo del pozo (ISO 14998:2013).			
r	ISO 13628-1:2005 Aplica para todos los sistemas de producción submarinos en general.			
i				

A.2 Datos específicos al equipo

A.2.1 Generales

Los ejemplos para las clases de equipo indicadas en la última columna de la [Tabla A.4](#) se presentan en las secciones A.2.2 a A.2.12 con una descripción detallada de lo siguiente:

- clasificación de tipo de equipo;
- definiciones de límites;
- subdivisión en niveles jerárquicos menores;
- datos específicos al equipo.

Esta información se debe utilizar para identificar los datos que se requieren recolectar para cada ejemplo de equipo presentado, y para definir la estructura de una base de datos para los elementos taxonómicos relevantes. Muchos de los parámetros recomendados pueden ser comunes entre muchas clases de equipo (ej. capacidad, velocidad de rotación). Los ejemplos presentados no se deberán considerar como una lista exhaustiva. Los datos específicos del equipo pueden ser estáticos o dependientes del tiempo. Nótese que la [Tabla 5](#) contiene datos del equipo que son comunes a todas las clases de equipo, y los datos apropiados identificados en esta tabla deberán considerarse siempre como adicionales a los datos específicos al equipo sugeridos en el A.2.

Ejemplos de sistemas de códigos de falla, tales como modos de falla, mecanismo de falla, causa de falla, etc., se presentan en el [Anexo B](#). Para los equipos de seguridad, algunas definiciones de falla específicas se presentan en el Anexo F.

A.2.2 Datos de equipos giratorios

A.2.2.1 Motores de combustión

Tabla A.5 — Clasificación de tipos— Motores de combustión

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Motores de combustión	CE	Motor diésel	DE
		Motor Otto (gas)	GE

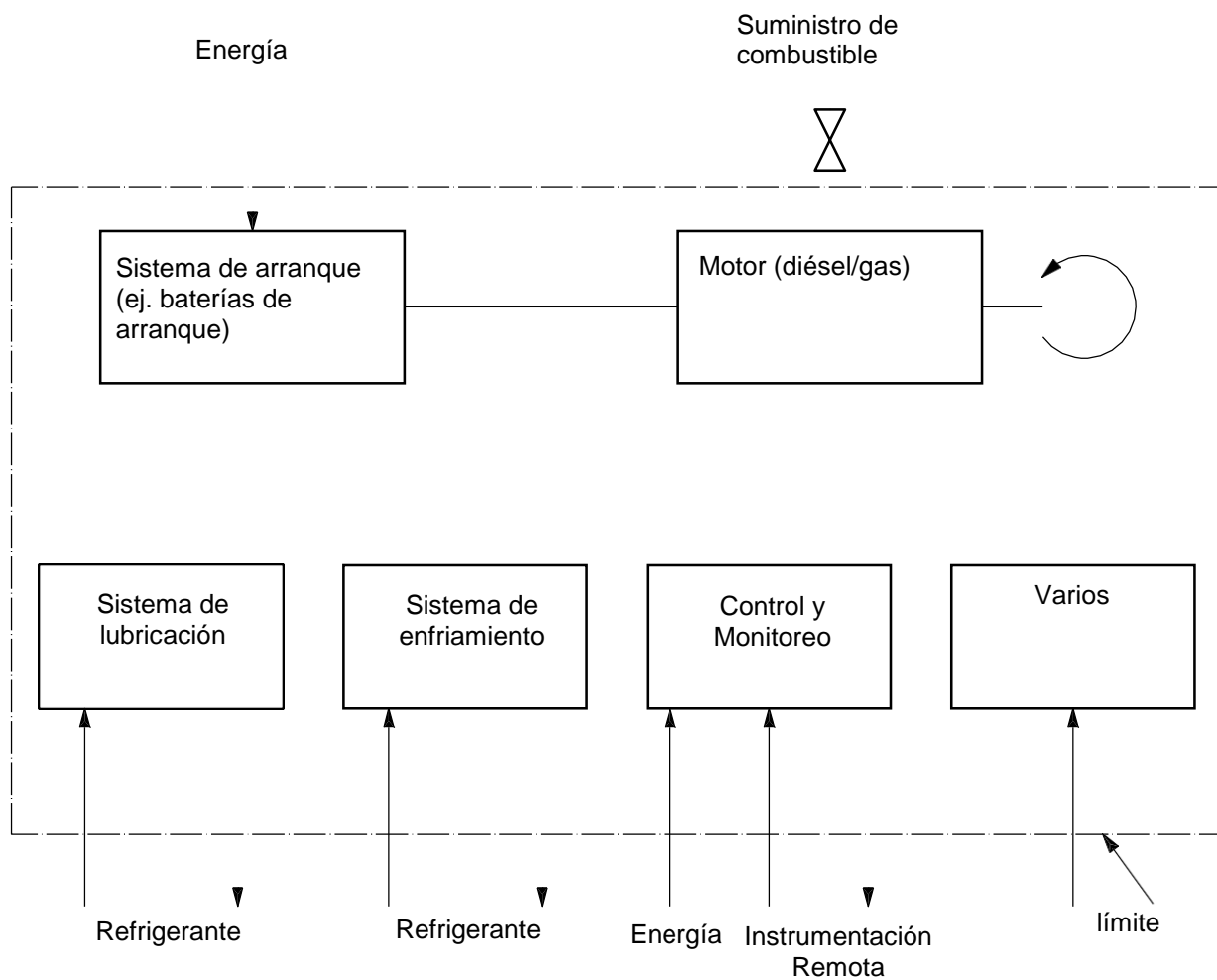


Figura A.2 — Definición de límites — Motores de combustión

Tabla A.6 — Subdivisión de equipos — Motores de combustión

Equipo	Motores de combustión					
Sub-unidad	Sistema de inicio	Unidad del motor de combustión	Control y monitoreo	Sistema de lubricación	Sistema de enfriamiento ^a	Varios
Ítems mantenibles	Energía de arranque (batería, aire) Unidad de arranque Control de arranque	Entrada de aire Sistema de ignición Turbo cargador Bombas de combustible Inyectores Filtros de combustible Escape Cilindros Pistones Eje Rodamiento de empuje Rodamiento radial Sellos Tuberías Válvulas	Dispositivo de accionamiento Unidad de control Suministro de energía interna Monitoreo Sensores b Válvulas Cableado Tuberías Sellos	Tanque Bomba Motor Filtro Refrigerador Válvulas Tuberías Aceite Sensor de control de temperatura	Intercambiador de calor Ventilador Motor Filtro Válvulas Tuberías Bomba Sensor de control de temperatura	Carcasa Uniones embridadas
^a Puede incluir sistemas enfriados por agua o por aire.						
^b Especificar tipo de sensor, p.ej. presión, temperatura, nivel, etc.						

Tabla A.7 — Datos específicos al equipo— Motores de combustión

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Unidad impulsada	Unidad impulsada (clase de equipo, tipo y código de identificación)	Especificar	Alta
Energía - diseño	Potencia máxima según clasificación (diseño)	Kilovatios	Alta
Energía - operación	Especificar la potencia aproximada en la que la unidad ha operado durante la mayor parte del tiempo de vigilancia	Kilovatios	Alta
Velocidad	Velocidad de diseño	Revoluciones por minuto	Alta
Número de cilindros	Especificar número de cilindros	Número entero	Baja
Configuración de cilindros	Tipo	En línea, en forma de V, plano	Baja
Sistema de arranque	Tipo	Eléctrico, hidráulico, neumático	Mediana
Sistema de ignición	Otto, diésel	Ignición por compresión (diésel), bujías	Mediana
Combustible	Tipo	Gas, petróleo ligero, petróleo mediano, petróleo pesado, dual	Baja
Tipo de filtro de entrada de aire	Tipo	Texto libre	Baja
Tipo de aspiración del motor	Tipo de aspiración del motor	Turbo, natural	Mediana

A222 Compresores

Tabla A.8 — Clasificación de tipos— Compresores

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Compresores ^a	CO	Centrífugos	CE
		Recíprocos	RE
		Tornillo	SC
		Axiales	AX
^a También incluye compresores de aire.			

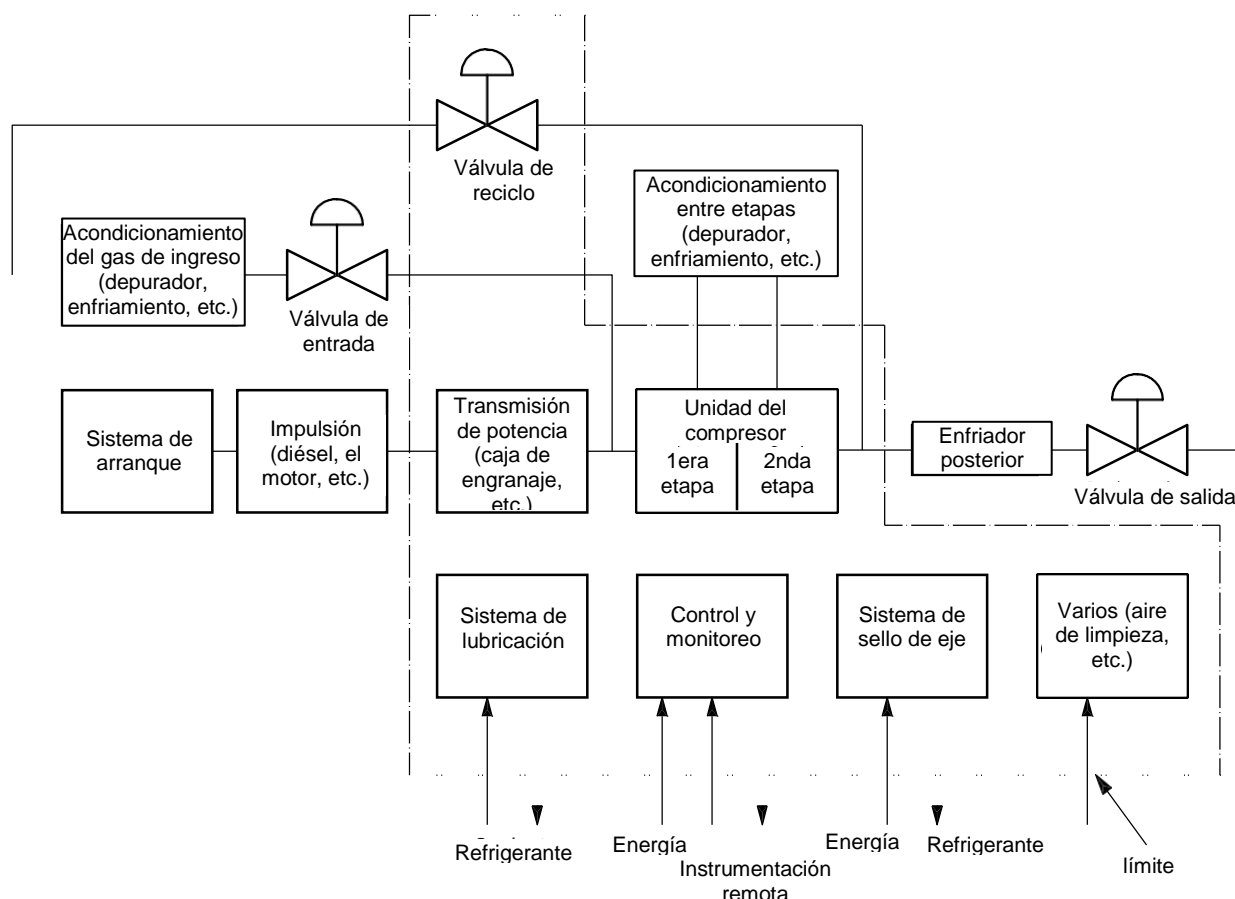


Figura A.3 — Definición de límites — Compresores

A.2.2.2.1 Definición del límite del equipo para compresores

[Figura A.2](#) muestra la definición de límites para los compresores. Las válvulas de entrada y salida, y el accionador del compresor con los dispositivos auxiliares conectados, no están incluidos dentro de los límites. Las unidades de impulsión se registran como inventarios separados (motor eléctrico, turbina de gas o motor de combustión), y las fallas del accionador, si se registrasen, deben ser registrados de manera separada para el accionador. Un número en el inventario de compresores debe entregar una referencia al inventario de accionador apropiado.

La compresión se realiza normalmente en etapas donde un número de sub-unidades están conectadas en un tren. Un tren de compresores se considera como un ítem de inventario. Cada tren de compresores puede consistir de hasta cuatro etapas de compresor. Los trenes de recompresión en una plataforma petrolífera marítima generalmente realizan la compresión en dos etapas. Cada etapa de compresión se realiza usualmente por una unidad de compresor (en una carcasa), pero en algunos casos una unidad de compresor puede realizar dos etapas. Cada compresor (etapa) normalmente contiene múltiples accionadores, los cuales constan de ensambles físicos de cuchillas rotatorios que aumentan la presión en un nivel en la unidad del compresor.

Si existen sub-unidades que son comunes al accionador (ej. una turbina de gas) y la unidad impulsada (es decir, el compresor), éstas se consideran como parte de la unidad impulsada. Para los compresores con sistemas comunes de aceite de lubricación y aceite de sellado, las fallas deben, como regla general, asignarse a la sub-unidad que se considera más afectada. De otra manera, la falla debe asignarse al sistema de aceite de lubricación.

Tabla A.9 — Subdivisión de equipos — Compresores

Equipo	Compresores					
Sub-unidad	Transmisión de potencia	Compresor	Control y monitoreo	Sistema de lubricación	Sistema de sellado de eje	Varios
Ítems mantenibles	Caja de engranaje/velocidad variable Rodamientos Cinta/polea Acoplamiento al accionador Acoplamiento a la unidad impulsada Lubricación Sellos	Carcasa Rotor con accionadores Pistón compensador Sellos entre etapas Rodamiento radial Rodamiento de empuje Sellos del eje Tuberías internas Válvulas Sistema anti-sobrecarga ^b Pistón Recubrimiento cilindro Empaquetadura	Dispositivo de accionamiento Unidad de control Cables y cajas de conexiones Suministro de energía interna Sensores de monitoreo ^a Válvulas Cableado Tuberías Sellos	Tanque de aceite con calefacción Bomba Motor Válvulas de retención Refrigeradores Filtros Tuberías Válvulas Aceite de lubricación	Tanque de aceite con calefacción Tanque Bomba Motor Filtros de engranaje Válvulas Aceite de sellado Sello de gas seco Sello mecánico Depurador	Estructura base Tuberías, soportes para tuberías y fuelles de expansión Válvulas de control Válvulas de bloqueo Válvulas de retención Refrigeradores Silenciadores Aire de limpieza Sistema magnético de control de rodamientos Uniones embridadas
^a Especificar tipo de sensor, p.ej. presión, temperatura, nivel, etc.						
^b Incluyendo válvulas de reciclo y controladores.						

Tabla A.10 — Datos específicos al equipo— Compresores

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Material comprimido	Compresor de gas o aire	Gas, aire	Alta
Tipo de accionador	Unidad de impulsión (clase de equipo, tipo y código de identificación)	Especificar	Alta
Gas manejado	Masa molar promedio (gravedad específica × 28,96)	Gramos por mol	Mediana
Presión de succión	Diseño – primera etapa	Pascal (bar)	Mediana
Presión de succión	Operación – primera etapa	Pascal (bar)	Baja
Presión de descarga	Diseño – última etapa	Pascal (bar)	Alta
Presión de descarga	Operación – última etapa	Pascal (bar)	Mediana
Tasa de flujo	Diseño	Metros cúbicos por hora	Alta
Tasa de flujo	Operación	Metros cúbicos por hora	Baja
Temperatura de descarga	Diseño	Grados Celsius	Mediana
Temperatura de descarga	Operación	Grados Celsius	Baja
Potencia	Potencia de diseño	Kilovatios	Alta
Utilización	Porcentaje de utilización en relación al diseño	Porcentaje	Mediana

Tabla A.10 (continua)

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Cabezal politrópico	—	Kilojulios por kilogramo	Baja
Número de carcassas	Número de carcassas en el tren	Número entero	Alta
Número de etapas	Número de etapas de compresores (no accionadores) en este tren	Número entero	Mediana
Tipo de cuerpo	Tipo	Cuerpo dividido verticalmente (tipo barril), cuerpo con división axial	Baja
Sellado del eje	Tipo	Mecánico, aceite, gas seco, de glándula seca, labirinto, combinado	Baja
Enfriador intermedio instalado	Especificar si un enfriador está instalado	Sí/no	Mediana
Sistema de sellado del eje	Separado, combinado, seco, etc.	Separado, combinado, seco	Alta
Rodamiento radial	Tipo	Antifricción, deslizamiento, magnético	Baja
Rodamiento de empuje	Especificar en el campo de comentario si está instalado algún regulador de presión de empuje, según sea relevante	Antifricción, deslizamiento, magnético	Baja
Velocidad	Velocidad de diseño	Revoluciones por minuto	Baja
Acoplamiento	Tipo	Fijo, flexible, hidráulico, desconexión	Baja
Sólo compresores recíprocos			
Configuración de cilindros	—	En línea, opuesta, V, W	Baja
Orientación de cilindros	—	Horizontal, vertical, inclinados	Baja
Principio de trabajo	—	Acción simple, acción doble	Baja
Tipo de empaquetadura	—	Lubricado, seco	Baja

A.2.2.3 Grupos electrógenos

Tabla A.11 — Clasificación de tipos— Grupos electrógenos

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Grupos electrógenos	EG	Impulsados por turbinas de gas	TD
		Impulsados por turbinas de vapor	SD
		Turboexpansor	TE
		Con motor, p.ej. motor diésel, motor a gas	MD

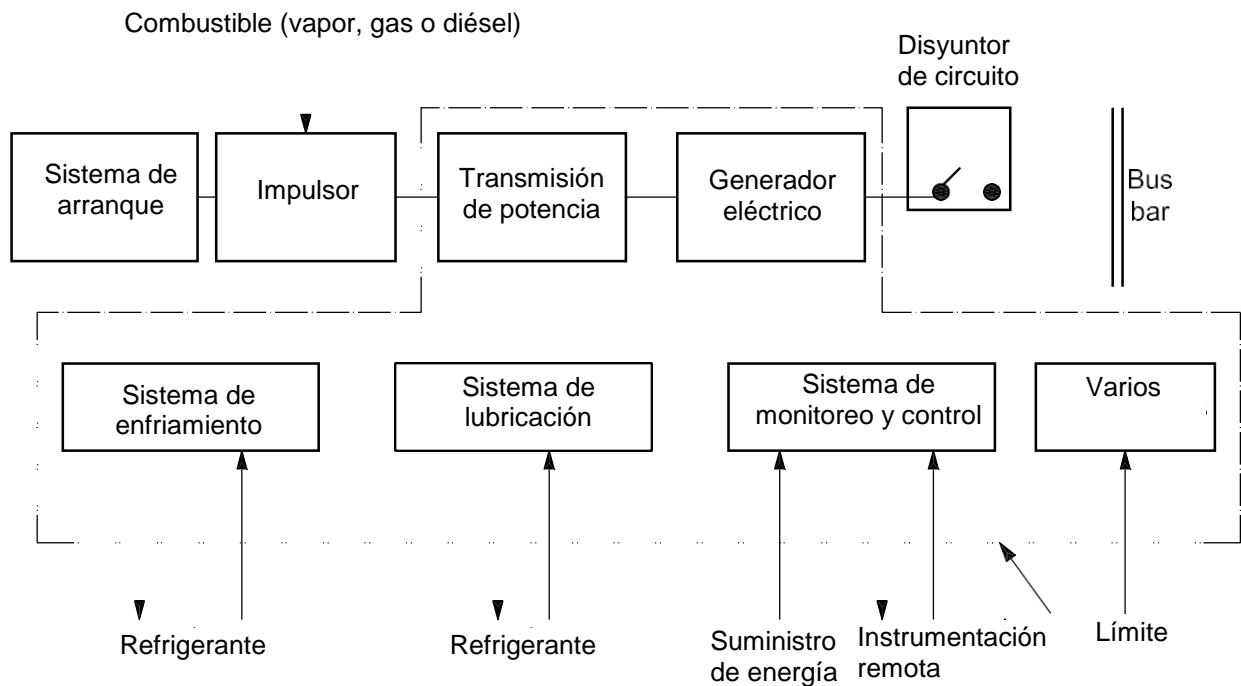


Figura A.4 — Definición de límites — Grupos electrógenos

Tabla A.12 — Subdivisión de equipos — Grupos electrógenos

Equipo	Grupos					
Sub-unidad	Transmisión de potencia	Grupo electrógeno	Control y monitoreo ^a	Sistema de lubricación	Sistema de enfriamiento	Varios
Ítems Mantenibles	Caja de engranaje Rodamiento radial Rodamiento de empuje Sellos Lubricación Acoplamiento al accionador Acoplamiento a la unidad impulsada Cinta/polea	Estator Rotor Rodamiento radial Rodamiento de empuje Excitación Cableado y cajas de conexiones	Dispositivo de accionamiento Unidad de control (ej. AVR) Suministro de potencia interno Sensores de monitoreo ^b Válvulas Cableado Tuberías Sellos	Tanque Bomba Filtro Motor Refrigerador Válvulas Tuberías Aceite	Intercambiador de calor Ventilador Motor Filtro Válvulas Tuberías Bomba	Carcasa Aire de limpieza Resistores de puesta a tierra (NGRs) ^c

^a El regulador de voltaje automático (AVR) es un elemento dentro de "Control". La vigilancia de temperatura y vibración son elementos dentro de "Monitoreo".

^b Especificar el tipo de sensor, p.ej. presión, temperatura, nivel, etc.

^c Dependiendo de la filosofía de puesta a tierra.

Tabla A.13 — Datos específicos al equipo— Grupos electrógenos

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Tipo de accionador	Clase de equipo, tipo y código de identificación	Especificar	Alta
Acoplamiento	Especificar (fijo, flexible, etc.)	Fijo, flexible, hidráulico, desconexión	Baja
Velocidad	Sincrónica	Revoluciones por minuto	Mediana
Frecuencia	Frecuencia de diseño	Hertz	Baja
Voltaje	Voltaje de diseño	Kilovoltios	Alta
Potencia - diseño	Potencia de diseño	Kilovoltios	Alta
Factor de potencia	$\cos\varphi$	Número	Baja
Control de excitación	Tipo	Automático, manual	Mediana
Tipo de excitación	Sin escobillas/anillo colector	Sin escobillas, anillo colector	Mediana
Grado de protección	Clase de protección según IEC 60529	IP	Baja
Clase de aislamiento – estator	Clase de aislamiento según IEC 60034-1	Y, A, E, B, F, H	Mediana
Aumento de temperatura – estator	Aumento de temperatura según IEC 60034-1	Y, A, E, B, F, H	Baja
Clase de aislamiento – rotor	Clase de aislamiento según IEC 60034-1	Y, A, E, B, F, H	Mediana
Aumento de temperatura – rotor	Aumento de temperatura según IEC 60034-1	Y, A, E, B, F, H	Mediana
Rodamiento radial	Tipo	Antifricción, deslizante, magnético	Baja
Rodamiento de empuje	Tipo	Antifricción, deslizante, magnético	Baja
Lubricación de rodamientos	Tipo de lubricación de rodamientos	Grasa, baño de aceite, aceite presurizado, anillo de aceite	Baja
Enfriamiento de grupo eléctrico	Tipo	Aire/aire, aire/agua, ventilación abierta	Baja

A.2.2.4 Motores eléctricos

Tabla A.14 — Clasificación de tipos— Motores eléctricos

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Motores eléctricos	EM	Corriente alternante	AC
		Corriente directa	DC

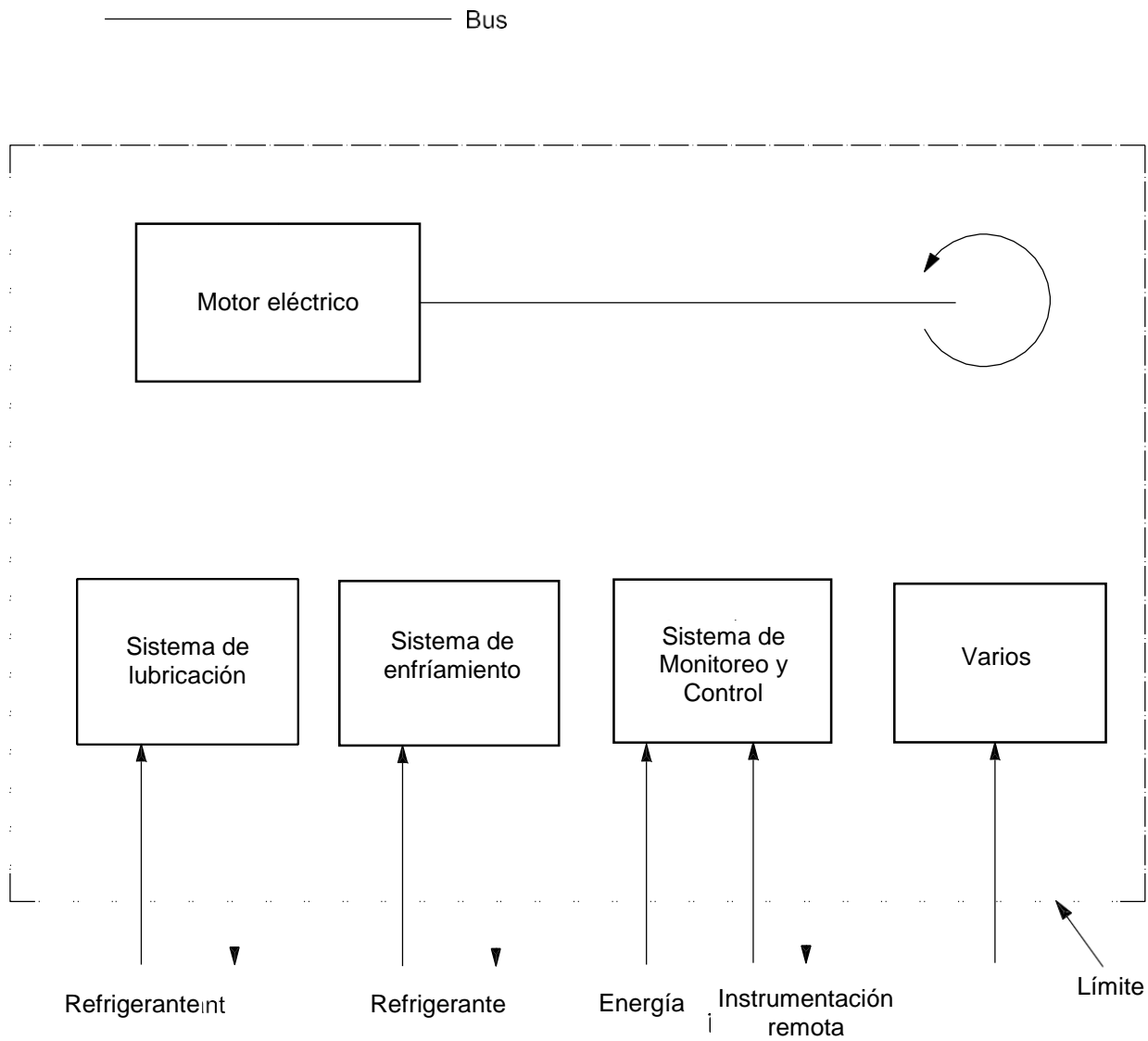


Figura A.5 — Definición de límites — Motores eléctricos

Tabla A.15 — Subdivisión de equipos — Motores eléctricos

Equipo	Motores				
	Motor Eléctrico ^c	Control y monitoreo ^a	Sistema de lubricación	Sistema de enfriamiento	Varios
Ítems mantenibles	Estator Rotor Excitación Rodamiento radial Rodamiento de empuje	Dispositivo de accionamiento Unidad de control Suministro de energía interno Sensores de Monitoreo ^b Válvulas Cableado Tuberías Sellos	Tanque Bomba Motor Filtro Refrigerador Válvulas Tuberías Aceite	Intercambiador de calor Filtro Válvulas Tuberías Bomba Motor Ventilador	Carcasa
^a Normalmente no existe un sistema de control adicional para los motores. Para los motores de clase Ex(p) (presurizados), se monitorea la presión interna. En los motores de gran tamaño se puede monitorear la temperatura. ^b Especificar tipo de sensor p.ej. presión, temperatura, nivel, etc. ^c VFD no incluido dentro del límite del motor eléctrico. Véase también A.2.4.4 y Figura A.22 con respecto al Sistema de Impulsión de Velocidad Variable (VSDS).					

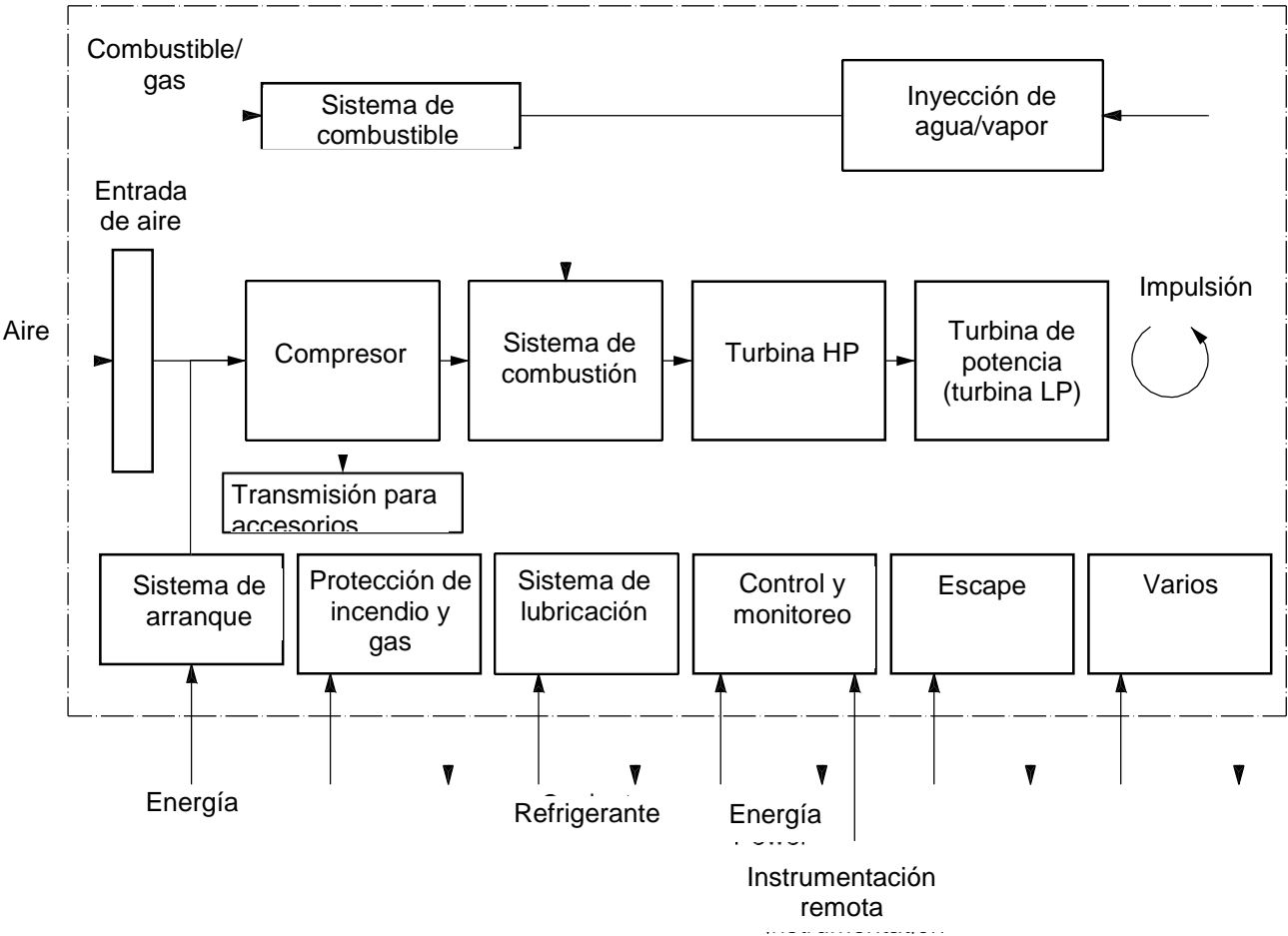
Tabla A.16 — Datos específicos al equipo— Motores eléctricos

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Tipo de unidad impulsada	Clase de equipo, tipo and código de identificación	Especificar	Alta
Potencia - diseño	Potencia máx. (diseño)	Kilovatios	Mediana
Potencia - operación	Especificar la potencia aproximada a la que la unidad ha operado durante la mayor parte del tiempo de vigilancia	Kilovatios	Baja
Velocidad variable	Especificar si instalada o no	Sí/No	Baja
Velocidad	Velocidad de diseño	Revoluciones por minuto	Mediana
Voltaje	Voltaje de diseño	Voltios	Mediana
Tipo de motor	Tipo	Inducción, conmutador (d.c.), sincrónico	Mediana
Clase de aislamiento – estator	Clase de aislamiento según IEC 60034-1	Y, A, E, B, F, H	Mediana
Aumento de temperatura – estator	Aumento de temperatura según IEC 60034-1	Y, A, E, B, F, H	Baja
Clase de aislamiento – rotor ^a	Clase de aislamiento según IEC 60034-1	Y, A, E, B, F, H	Mediana
Aumento de temperatura – rotor ^a	Aumento de temperatura según IEC 60034-1	Y, A, E, B, F, H	Mediana
Grado de protección	Clase de protección según IEC 60529	Especificar	Mediana
Tipo de protección Ex	Categoría de clasificación de explosión, p.ej. Ex(d),	ej. Ex(d), Ex(e)	Alta
^a No relevante para los motores de inducción ^b Véase IEC 60079 (todas las piezas).			

A.2.2.5 Turbinas de gas

Tabla A.17 — Clasificación de tipos— Turbinas de gas

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Turbinas de gas	GT	Industrial	IN
		Aeroderivado	AD
		Trabajo pesado	HD



NOTA Este diagrama de límites muestra una configuración típica utilizada con frecuencia para la transmisión mecánica o generación de energía. Sin embargo, las turbinas de gas pueden ser configuradas de diferentes maneras con respecto a la distribución de algunos de los subsistemas. El compresor y la turbina pueden ser acoplados mecánicamente, configuración que se denomina turbina de gas de un eje. Existen otras alternativas en donde una o más de las piezas de la turbina están desacopladas mecánicamente (turbina de gas de múltiples bobinas).

Figura A.6 — Definición de límites — Turbinas de gas

Tabla A.18 — Subdivisión de equipos — Turbinas de gas

Equipo	Turbinas de gas						
Subunit	Starting system	Air intake	Combustion system	Compressor	Power turbine HP turbine	Control and monitoring —	
Ítems mantenibles	Motor de arranque Control de arranque Tuberías Filtro(s) Válvula(s) Bomba(s) Energía de arranque (ej. batería, aire)	Enfriamiento por aire Anti-congelamiento Filtros Ducto de entrada Aspas de entrada	Combustor Boquillas de combustible Sellos	Rotor Estator Sistema de enfriamiento Sistema VGV Válvula anti-sobrecarga Sistema auxiliar de purga Válvula anti-congelamiento Carcasa Rodamiento radial Rodamiento de empuje Sellos Tuberías	Rotor Estator Carcasa Rodamiento radial Rodamiento de empuje Válvulas Tuberías	Unidad de control Sensores Cables Dispositivos de accionamiento Monitoreo Válvulas Suministro de energía interno Sellos —	
	Sistema de lubricación	Sistema de combustible	Inyección de agua/vapor^b	Protección de incendio y gas	Transmisión de	Escape	Varios
	Calefactor Tanque(s) Bomba(s) Motor Filtro Control de temperatura Válvulas Tuberías Enfriador de aceite Aceite Sensores Cables	Control de combustible Tuberías Válvulas Sellos Bomba(s)/Compresor de gas Filtro(s)/separadores Cables Medición de propiedades de combustible	Bomba(s) Tuberías Válvulas Filtro(s) Sellos Cables	Unidad de control Tuberías Válvulas Sensores Cables Tanque(s)/Almacenamiento	Caja de engranaje Rodamientos Sellos Carcasa	Difusor Colector de escape Compensador/fuelles Ductos Monitoreo de emisiones Silenciador Rodamiento de empuje Válvulas Unidad de recuperación de calor residual	Caja Carcasa Aire de limpieza Uniones embridadas Ventilador Sistema de lavado con agua
^a Especificar tipo de sensor, p.ej. presión, temperatura, nivel, etc.							
^b Only relevant for gas turbines with NO _x -abatement control with steam or water.							

Tabla A.19 — Datos específicos al equipo— Turbinas de gas

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Tipo de unidad impulsada	Características del subsistema	Generador, mecánico, auxiliares, otros	Alta
Potencia - diseño	Clasificación de potencia ISO	Kilovatios	Alta
Potencia - operación	Especificar la potencia aproximada a la que la unidad ha operado durante la mayor parte del tiempo de vigilancia.	Kilovatios	Mediana
Perfil de operación	Perfil de utilización	Carga base, carga máxima, respaldo de carga compartida, emergencia/ reserva	Alta
Desclasificación	Especificar si el equipo ha sido permanentemente desclasificado o no	Sí/No	Mediana
Velocidad	Velocidad de diseño (eje de transmisión)	Revoluciones por minuto	Mediana
Número de ejes	Especificar número	1, 2, 3	Mediana
Sistema de arranque	Especificar sistema principal de arranque	Eléctrico, hidráulico, neumático	Alta
Sistema de arranque de respaldo	Especificar según sea relevante	Eléctrico, hidráulico, neumático	Baja
Combustible	Tipo de combustible	Gas, aceite-ligero, aceite-mediano, aceite-pesado, dual	Mediana
Reducción de NO _x	Tipo de control de reducción	Vapor, agua, seca (ej. de bajas emisiones), ninguno (ej. cámara de combustión anular simple)	Alta
Tipo de filtración de entrada de aire	Tipo	Texto libre	Baja

A.2.2.6 Bombas

Tabla A.20 — Clasificación de tipos— Bombas

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Bombas	PU	Centrífugas	CE
		Recíprocas	RE
		Rotatorias	RO

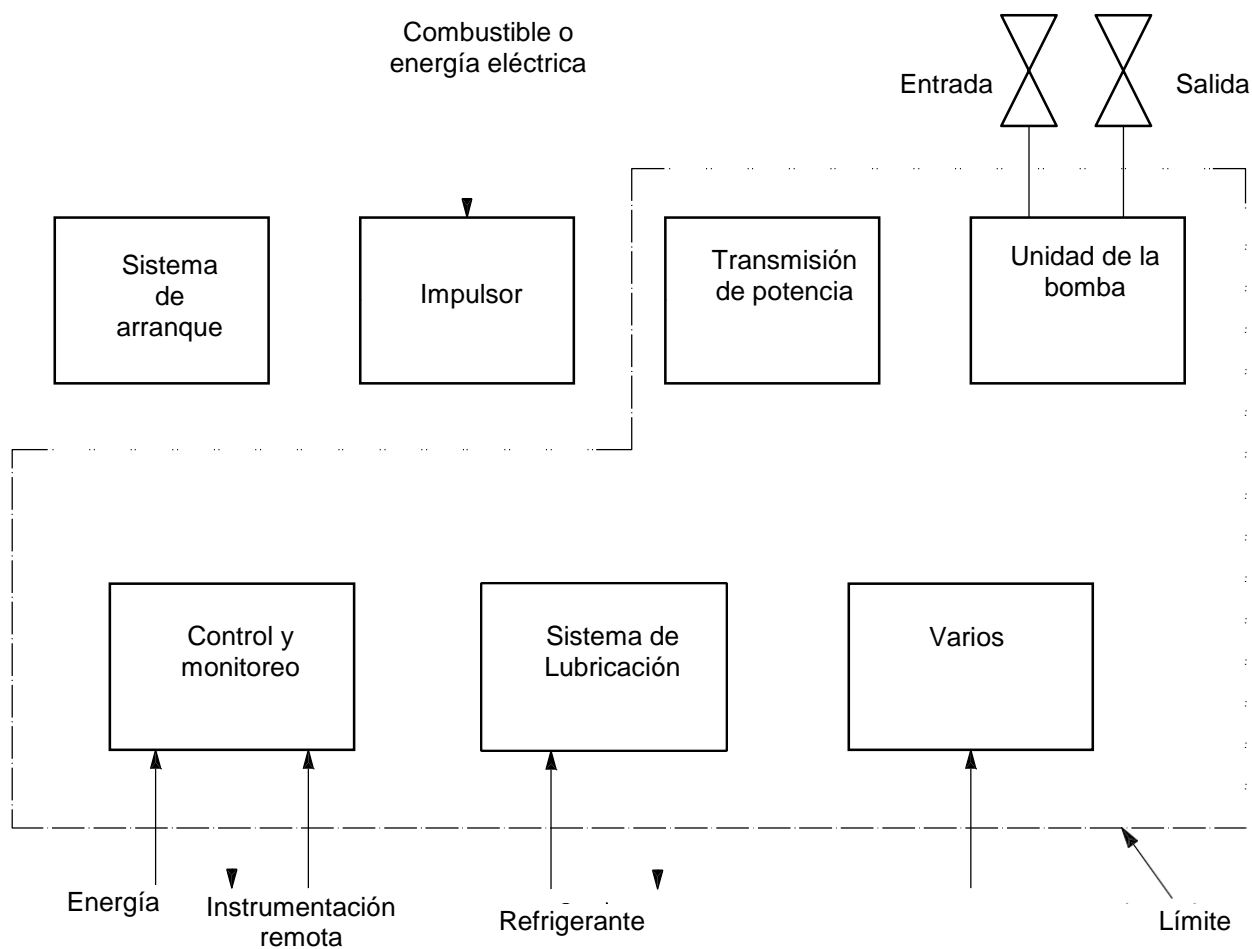


Figura A.7 — Definición de límites — Bombas

Tabla A.21 — Subdivisión de equipos — Bombas

Equipo	Bomba				
Sub-unidad	Transmisión de potencia	Bomba	Control y monitoreo	Sistema de lubricación	Varios
Ítems mantenibles	Caja de engranaje/transmisión de velocidad variable Rodamiento Sellos Acoplamiento al accionador Acoplamiento a la unidad impulsada Cinta/polea	Soporte Carcasa Accionador Eje Rodamiento radial Rodamiento de empuje Sellos Válvulas Tuberías Recubrimiento interior de cilindro Pistón Diafragma	Dispositivo de accionamiento Unidad de control Suministro de energía interna Sensores de monitoreo ^a Válvulas Cableado Tuberías Sellos	Tanque Bomba Motor Filtro Refrigerador Válvulas Tuberías Aceite Sellos	Aire de limpieza Sistema de calefacción/enfriamiento Separador de ciclones Amortiguación de pulsaciones Uniones embridadas
^a Especificar tipo de sensor, p.ej. presión, temperatura, nivel, etc.					

Tabla A.22 — Datos específicos al equipo— Bombas

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Tipo de impulsor	Clase, tipo y código de identificación de equipo	Especificar	Alta
Fluido manejado	Tipo	Aceite, gas, condensado, agua dulce, vapor, agua de mar, petróleo crudo, agua aceitosa, gas residual, gas de combustión, agua/glicol, metanol, nitrógeno, químicos, hidrocarburos combinados, gas/aceite, gas/condensado, aceite/agua, gas/aceite/agua, gas natural licuado, lodo de perforación, cemento de perforación, otros.	Alta
Fluido corrosivo/abrasivo	Clasificar según lo establecido en nota de pie ^a	Benigno, moderado, severo	Mediana
Aplicación - bomba	Según aplica	Bomba de refuerzo, suministro, inyección, transferencia, elevación, dosaje, dispersión, enfriamiento, perforación, otras.	Mediana
Bomba - diseño	Característica de diseño	Axial, radial, compuesta, diafragma, vástago, pistón, tornillo, paletas, engranajes, lóbulos	Alta
Potencia - diseño	Potencia de diseño/clasificación de la bomba	Kilovatios	Alta
Utilización de capacidad	Capacidad normal de operación/capacidad de diseño	Porcentaje	Mediana
Presión de succión - diseño	Presión de diseño	Pascal (bar)	Mediana
Presión de descarga - diseño	Presión de diseño	Pascal (bar)	Alta
Velocidad	Velocidad de diseño	Revoluciones por minuto o carreras por minuto	Mediana
Número de etapas	Centrífuga: número de impulsores (en todas las etapas) Recíproca: número de cilindros Rotatoria: número de rotores	Número	Baja
Tipo de cuerpo	Barril, carcasa dividida, etc.	Barril, carcasa dividida, división axial, cartucho	Baja
Orientación de eje	—	Horizontal, vertical	Baja
Sellado del eje	Tipo	Mecánico, sellado de aceite, gas seco, empaquetadura, glándula, sellado seco, labirinto, combinado.	Baja
Tipo de transmisión	Tipo	Directa, engranaje, integral	Baja
Acoplamiento	Acoplamiento	Fijo, flexible, hidráulico, magnético, de desconexión	Baja
Ambiente	Sumergida o montada en seco	—	Mediana
Enfriamiento	Especificar si un sistema de enfriamiento separado está instalado	Sí/no	Baja
Rodamiento radial	Tipo	Antifricción, deslizamiento, magnético	Baja
Rodamiento de empuje	Tipo	Antifricción, deslizamiento, magnético	Baja
Soporte de rodamiento	Tipo	Colgante, entre rodamientos, carcasa de bomba, casquillo dividido	Baja

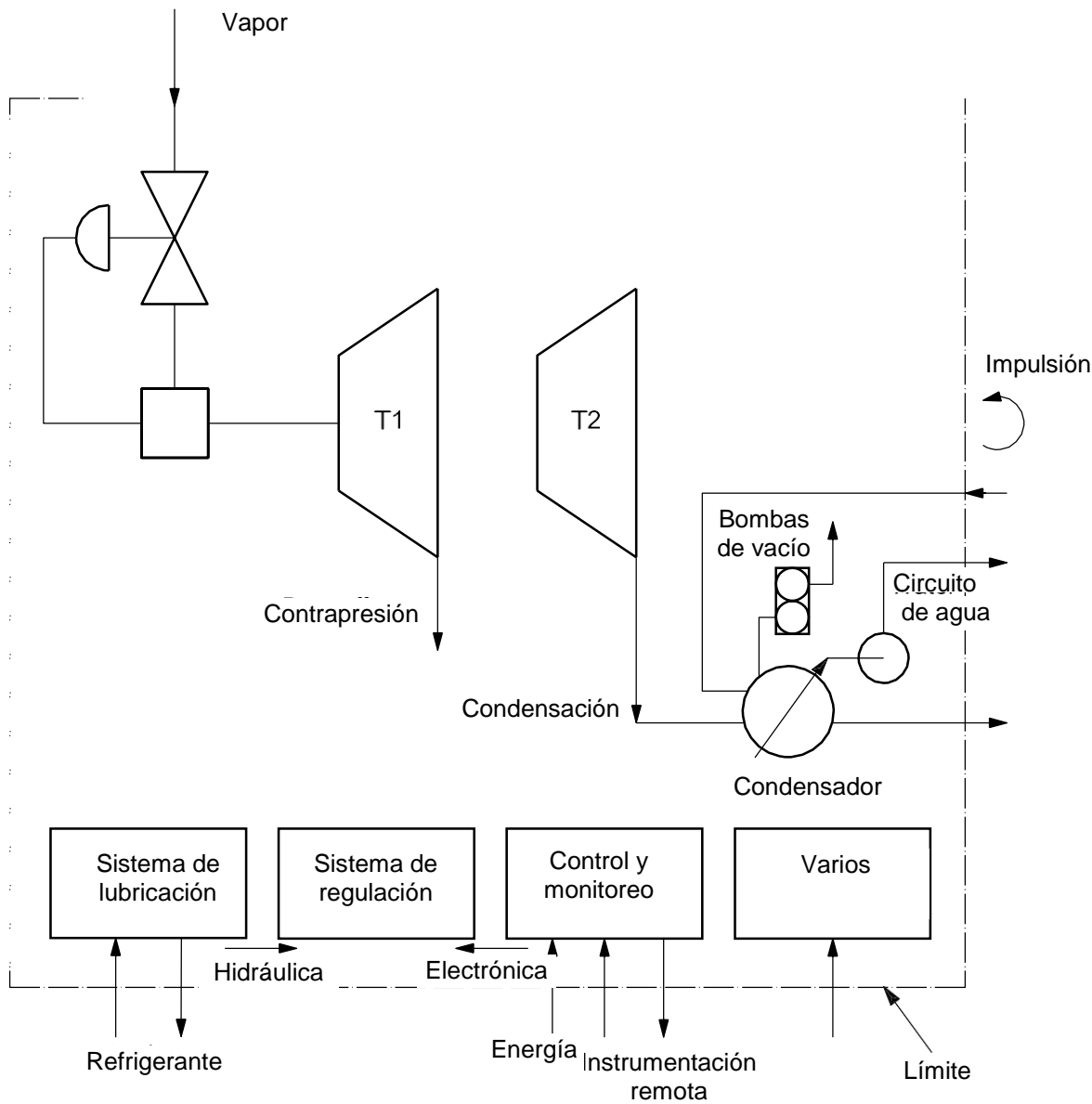
^a Benigno (fluidos limpios, p.ej. aire, agua, nitrógeno).

Corrosividad/abrasión moderada (aceite/gas no definido como severo, agua de mar, partículas escasas).

Corrosividad/abrasión severa [gas/aceite ácido (alto en H₂S), alto en CO₂, alto contenido de arena].

Tabla A.23 — Clasificación de tipos— Turbinas de vapor

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Turbinas de vapor	ST	Múltiples etapas	MS
		Una etapa	SS



Key
T1 etapa de turbina 1
T2 etapa de turbina 2

Figura A.8 — Definición de límites — Turbinas de vapor

Tabla A.24 — Subdivisión de equipos — Turbinas de vapor

Equipo	Turbinas de vapor					
Sub-unidad	Turbina de potencia	Condensador	Sistema de regulación	Sistema de lubricación	Control y monitoreo	Varios
Ítems mantenibles	Tuberías Rodamiento radial Rotor Sellos Estator/carcasa Válvulas reguladoras de vapor Rodamiento de empuje	Condensador Bomba reguladora Bomba de vacío	Filtro Bomba	Refrigerador Filtro Aceite Bomba del sellado de aceite Tuberías Bomba Motor Tanque Válvulas	Dispositivo de accionamiento Unidad de control Suministro de energía interna Sensores de monitoreo ^a Válvulas Cableado Tuberías Sellos	Sistema de arranque Carcasa
^a Especificar tipo de sensor, p.ej. presión, temperatura, nivel etc.						

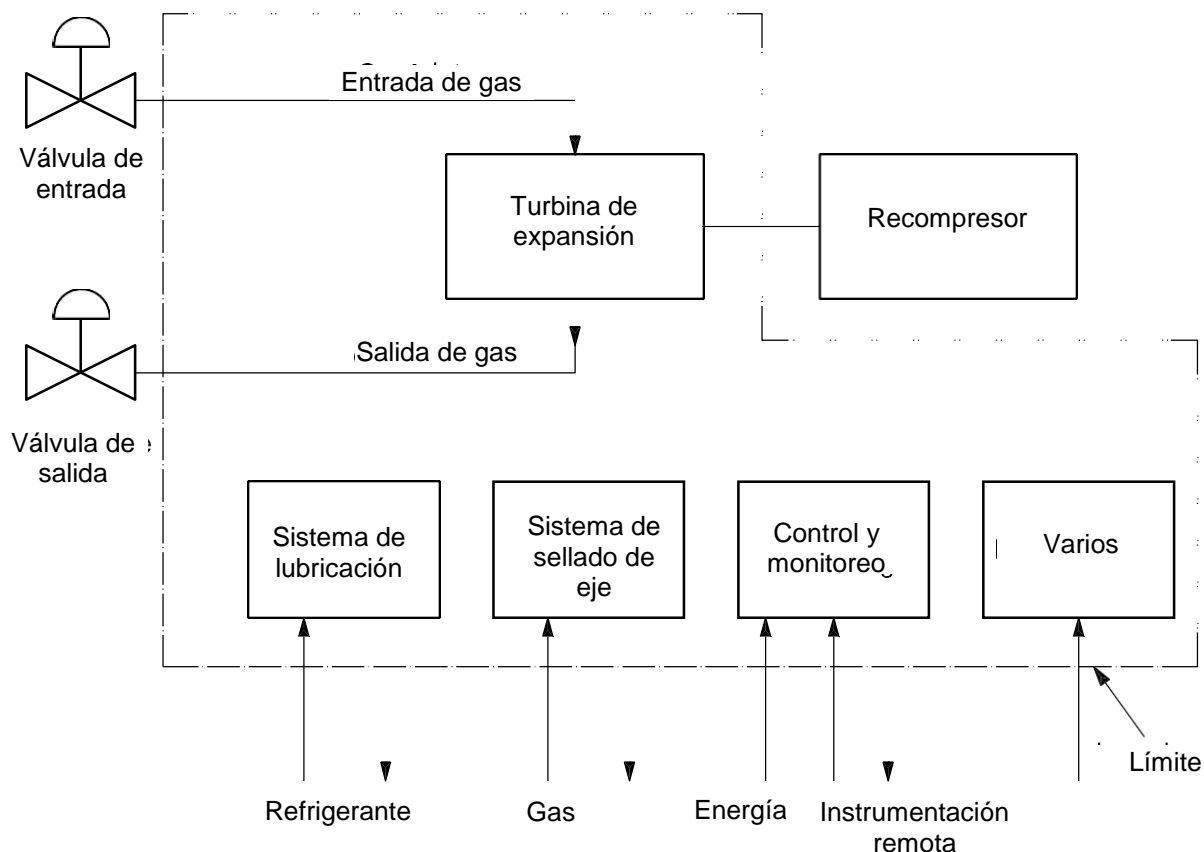
Tabla A.25 — Datos específicos al equipo— Turbinas de vapor

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Unidad impulsada	Clase, tipo y código de identificación de equipo	Compresor, grúa, generador, bomba, torno, etc.	Alta
Potencia - diseño	Clasificación de potencia ISO	Kilovatios	Alta
Potencia - operación	Especificar la potencia aproximada a la que la unidad ha operado durante la mayor parte del tiempo de vigilancia.	Kilovatios	Mediana
Velocidad	Velocidad de diseño (eje de potencia)	Revoluciones por minuto	Mediana
Número de ejes	Especificar número	Número	Mediana
Sistema regulador	Especificar tipo	Electrónico, hidráulico	Mediana
Sistema de arranque de respaldo	Especificar según sea relevante	Eléctrico, hidráulico, neumático	Baja
Combustible	Tipo de combustible	Gas, aceite ligero, aceite mediano, aceite pesado, dual	Mediana
Tipo de filtración de entrada de aire	Tipo	Texto libre	Baja

A.2.2.8 Expansores turbo

Tabla A.26 — Clasificación de tipos— Expansores turbo

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Expansores turbo	TE	Centrífugos	CE
		Axiales	AX



NOTA Las unidades impulsadas que no sean recompresores (ej. bombas o generadores) también quedan fuera del límite del equipo.

Figura A.9 — Definición de límites — Expansores turbo

Tabla A.27 — Subdivisión de equipos — Expansores turbo

Equipo	Expansores turbo				
Sub-unidad	Turbina de expansor	Control y monitoreo	Sistema de lubricación	Sistema de sellado del eje	Varios
Ítems mantenibles	Rotor c/accionadores Aspas de entrada Carcasa Rodamiento radial Rodamiento de empuje Sellos Pantalla de entrada Válvulas Tuberías	Dispositivo de accionamiento Unidad de control Suministro de energía interna Sensores de monitoreo ^a Válvulas Cableado Tuberías Sellos	Tanque Bomba Motor Filtro Refrigerador Válvulas Tuberías Aceite	Equipos del sellado de gas Gas de sellado	Otros
^a Especificar tipo de sensor, p.ej. presión, temperatura, nivel, etc.					

Tabla A.28 — Datos específicos al equipo— Expansores turbo

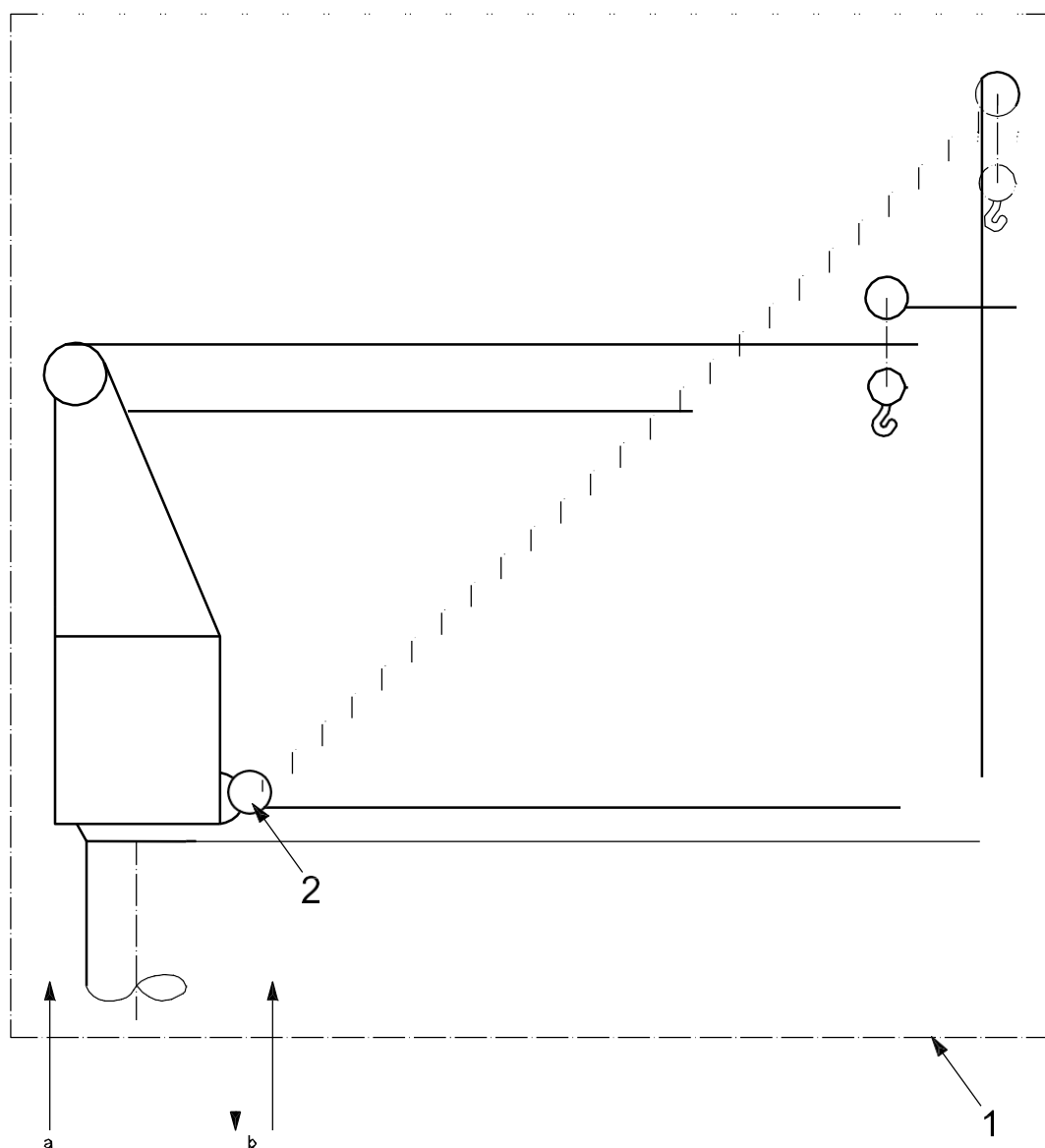
Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Tipo de unidad impulsada	Clase, tipo y código de identificación de equipo	Especificar	Alta
Potencia - diseño	Potencia máxima de salida según diseño	Kilovatios	Alta
Potencia – operación	Especificar la potencia aproximada a la que la unidad ha operado durante la mayor parte del tiempo de vigilancia.	Kilovatios	Baja
Velocidad	Velocidad de diseño	Revoluciones por minuto	Mediana
Flujo de entrada	Flujo de entrada de diseño, turbina	Kilogramos por hora	Mediana
Temperatura de entrada	Temperatura de entrada de diseño, turbina	Grados Celsius	Mediana
Presión de entrada	Presión de entrada de diseño, turbina	Pascal (bar)	Mediana
Gas	Masa molar promedio (gravedad específica $\times 28,96$)	Gramos por mol	Baja
Gas corrosivo/erosivo	Especificar según lo establecido en la nota de pie ^a	Benigno, moderado, severo	Mediana
Tipo de diseño	Tipo	Centrífugo, axial	Mediana
Número de etapas	Número de etapas (en serie)	Número	Baja
Tipo de división de carcasa	Tipo	Horizontal/vertical	Baja
Sellado de eje	Tipo	Mecánico, sellado de aceite, gas seco, empaquetadura, glándula, sellado seco, labirinto, combinado.	Baja
Turbina de control de flujo	Tipo	Boquillas variables, válvulas para grupos de boquillas, válvulas de aguja, entrada fija	Baja
Rodamiento radial	Tipo	Antifricción, deslizante, magnético	Baja
Rodamiento de empuje	Tipo	Antifricción, deslizante, magnético	Baja
^a Benigno (fluidos limpios, p.ej. aire, agua, nitrógeno). Corrosividad/erosión moderada (aceite/gas no definido como severo, agua de mar, partículas escasas). Corrosividad/ erosión severa [gas/aceite ácido (alto en H ₂ S), alto en CO ₂ , alto contenido de arena].			

A.2.3 Equipos mecánicos

A.2.3.1 Grúas

Tabla A.29 — Clasificación de tipos— Grúas

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Grúas	CR	Operación electrohidráulica	HO
		Operación diésel - hidráulica	DO



Key

- 1 límite
- 2 base de grúa (o anillo giratorio)
- a suministro de energía
- b señal de comunicación de entrada/salida

NOTA El diagrama de límites ilustra un tipo de grúa que se utiliza comúnmente en las operaciones marítimas. Existen varias otras categorías, p.ej. grúas desplazables, puentes grúa, etc. Es necesario adaptar la taxonomía para estas categorías a cada categoría.

Figura A.10 — Definición de límites — Grúas

Tabla A.30 — Subdivisión de equipos — Grúas

Equipo	Grúas						
Sub-unidad	Estructura de grúa	Sistema de pluma	Sistema de elevación	Sistema de giro	Sistema de energía	Control y monitoreo	Varios
Ítems mantenibles	Armazón Cabina del operador Sala de máquinas Pedestal Cuerpo de la grúa	Pluma Rodamiento de la pluma Cilindro hidráulico Torno de elevación de la pluma Cable de elevación de la pluma Poleas de elevación de la pluma Cilindro de detención de la pluma	Torno de elevación Poleas de elevación Gancho Cable de elevación Amortiguación de impactos	Rodamiento de giro Anillo giratorio Motor de giro Piñón de giro	Bombas hidráulicas Motor eléctrico Motor diésel Válvulas proporcionales Tanque hidráulico Filtros hidráulicos Aceite hidráulico	PC/PLS Válvulas de control Suministro de energía interna Amplificadores Joysticks Indicador de carga	Otros

Tabla A.31 — Datos específicos al equipo— Grúas

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Tipo de accionador	Unidad del accionador (clase, tipo y código de identificación de	Especificar	Alta
Altura máxima total	Especificar	Metros	Baja
Extensión de la pluma principal	Especificar	Metros	Mediana
Altura del armazón	Especificar	Metros	Baja
Ángulo min. de la pluma	Especificar	Grados	Baja
Ángulo máx. de la pluma	Especificar	Grados	Baja
Tipo de rodamiento de giro	Especificar	Cónico, de rodillo	Alta
Medio de operación hidráulica	Tipo de fluido hidráulico	Base de aceite, base sintética, base de agua	Baja
Presión de operación hidráulica	Especificar	Pascal (bar)	Baja
Peso total del equipo	Especificar	Toneladas métricas	Mediana
Peso total de la pluma	Especificar	Toneladas métricas	Baja
Carga de trabajo segura (SWL)	Carga de trabajo segura de la grúa	Toneladas métricas	Alta
Giro máximo de operación	Rango de giro (total)	Grados	Mediana
Momento máximo	Momento máx. de la grúa	Toneladas-metro	Alta
Velocidad de elevación 1	Con carga máx.	Metros por segundo	Mediana
Velocidad de elevación 2	Sin carga	Metros por segundo	Baja
Velocidad de giro 1	Con carga máx.	Grados por segundo	Mediana
Velocidad de giro 2	Sin carga	Grados por segundo	Baja
Grúa WHIP	Instalado o no	Sí/No	Baja
Sistema de compensación de oscilación vertical	Instalado o no	Sí/No	Baja

Tabla A.31 (continua)

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Sistema de protección automática contra sobrecargas (AOPS)	Instalado o no	Sí/No	Alta
Sistema de protección manual contra sobrecargas (MOPS)	Instalado o no	Sí/No	Alta
Tensión constante	Instalado o no	Sí/No	Baja

A.2.3.2 Intercambiadores de calor

NOTA Los intercambiadores de calor incluyen los enfriadores, condensadores y re-vaporizadores, etc.

Tabla A.32 — Clasificación de tipos— Intercambiadores de calor

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Intercambiadores de calor	HE	Carcasa y tubos	ST
		Placa	P
		Placa y aleta	PF
		Doble tubo	DP
		Bayoneta	BY
		Circuito impreso	PC
		Enfriado por aire	AC
		Espiral	S
		Espiral enrollado	SW

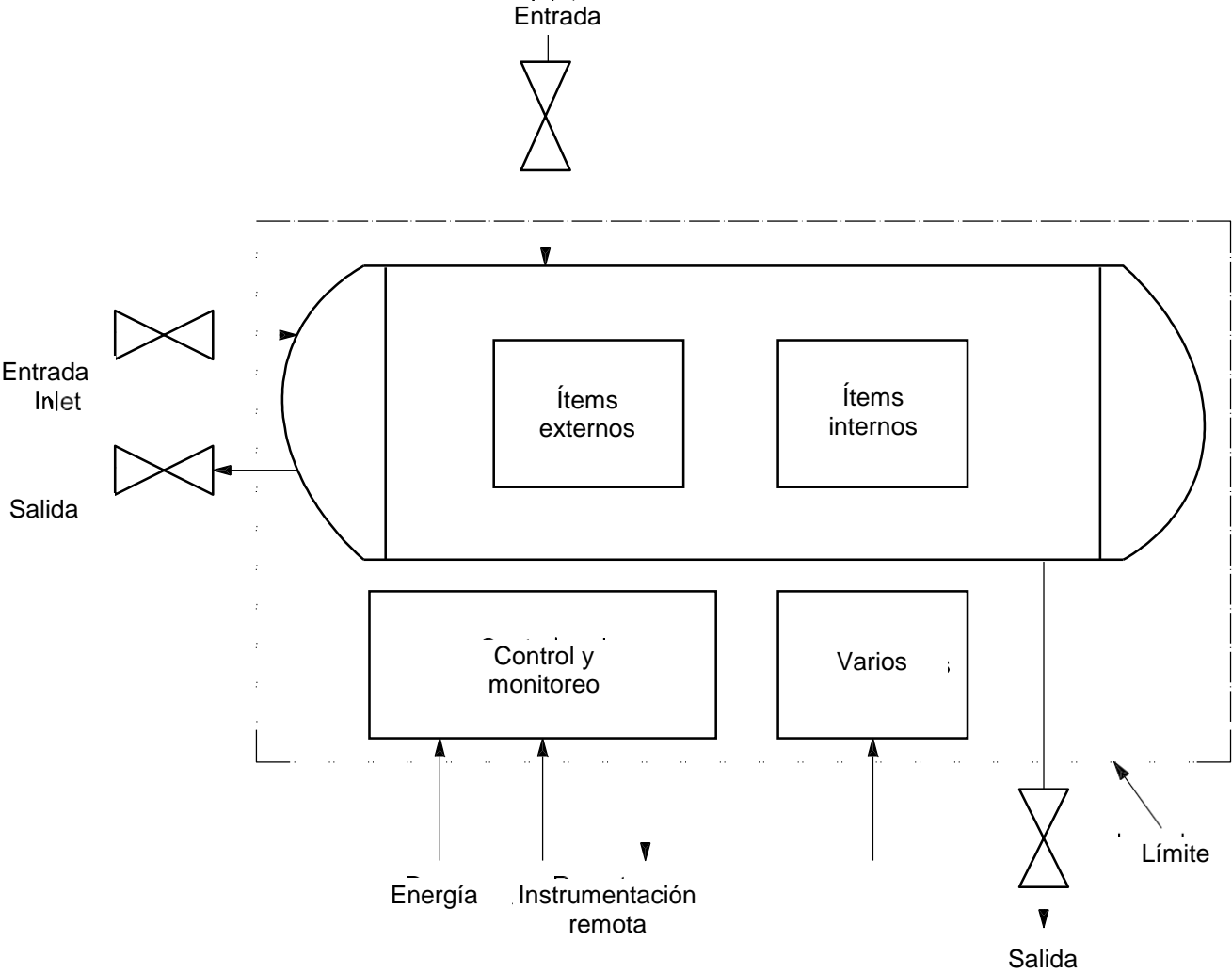


Figura A.11 — Definición de límites — Intercambiadores de calor

Tabla A.33 — Subdivisión de equipos — Intercambiadores de calor

Equipo	Intercambiadores			
Sub-unidad	Externos	Internos	Control y monitoreo	Varios
Ítems mantenibles	Soporte Cuerpo/carcasa Válvulas Tuberías	Cuerpo/carcasa Tubos Placas Sellos (uniones)	Dispositivo de accionamiento Unidad de control Suministro de energía interna Sensores de monitoreo ^b Válvulas Cableado Tuberías Sellos	Ventilador ^a Motor
^a Aplica solamente a los intercambiadores de calor enfriados por aire. ^b Especificar tipo de sensor, p.ej. presión, temperatura, nivel, etc.				

Tabla A.34 — Datos específicos al equipo— Intercambiadores de calor

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Fluido, lado caliente	Tipo de fluido	Aceite, gas, condensado, agua dulce, vapor, agua de mar, petróleo crudo, agua aceitosa, gas residual, agua/glicol, metanol, nitrógeno, químicos, hidrocarburos, aire	Alta
Fluido, lado frío	Tipo de fluido	Aceite, gas, condensado, agua dulce, vapor, agua de mar, petróleo crudo, agua aceitosa, gas residual, agua/glicol, metanol, nitrógeno, químicos, hidrocarburos, aire	Alta
Transferencia térmica clasificada	Valor de diseño	Kilovatios	Mediana
Área de transferencia térmica	—	Metros cuadrados	Mediana
Utilización	Transferencia térmica utilizada/ clasificada	Porcentaje	Mediana
Presión, lado caliente	Presión de diseño	Pascal (bar)	Mediana
Presión, lado frío	Presión de diseño	Pascal (bar)	Mediana
Reducción de temp., lado caliente	Operativa	Grados Celsius	Baja
Aumento de temp., lado frío	Operativo	Grados Celsius	Baja
Tamaño - diámetro	Externo	Milímetros	Mediana
Tamaño - largo	Externo	Metros	Mediana
Número de tubos/placas	—	Número	Baja
Material de tubos/placas	Especificar tipo de material en tubos/placas.	Texto libre	Mediana

A.2.3.3 Calefactores y calderas

A.2.3.3.1 Definición de límites para calefactores y calderas

La definición de límites aplica a los calefactores y calderas con calentamiento por hidrocarburos (HC-). La configuración de los calefactores y calderas puede variar de manera considerable; sin embargo, todos aplican el mismo principio de suministrar energía para calentar o hervir un medio. La energía puede provenir de la combustión de hidrocarburos, la inyección de un medio de alta temperatura (ej. vapor) o la electricidad.

Los componentes del calefactor o de la caldera pueden variar de manera significativa en su diseño, pero típicamente incluyen un tanque/contenedor dentro del cual se realiza el proceso de calefacción. Para los calefactores y calderas con calentamiento por hidrocarburos, se incluye un dispositivo de quemado y un sistema de escape. A diferencia de la mayoría de las calderas, en el caso de los calefactores el medio a calentar fluye a través de un serpentín.

Para los calefactores y calderas con calentamiento por hidrocarburos, la válvula de control del combustible está dentro del límite del equipo, mientras que los equipos de acondicionamiento del combustible (ej. depuradores) y las válvulas ESD/PSD están fuera de los límites.

Las válvulas de entrada, salida, alivio de presión y drenaje quedan específicamente excluidas. Las válvulas e instrumentos incluidos son aquellos que están montados localmente y/o que conforman una barrera de presión (ej. válvulas de bloqueo, válvulas de calibración, indicadores/medidores locales).

Tabla A.35 — Clasificación de tipos— Calefactores y calderas

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Calefactores y calderas	HB	Calefactor con calentamiento directo	DF
		Calefactor eléctrico	EH
		Calefactor con calentamiento HC indirecto	IF
		Calefactor de pretratamiento	HT
		Caldera sin calentamiento HC	NF
		Caldera eléctrica	EB
		Caldera con calentamiento HC	FB

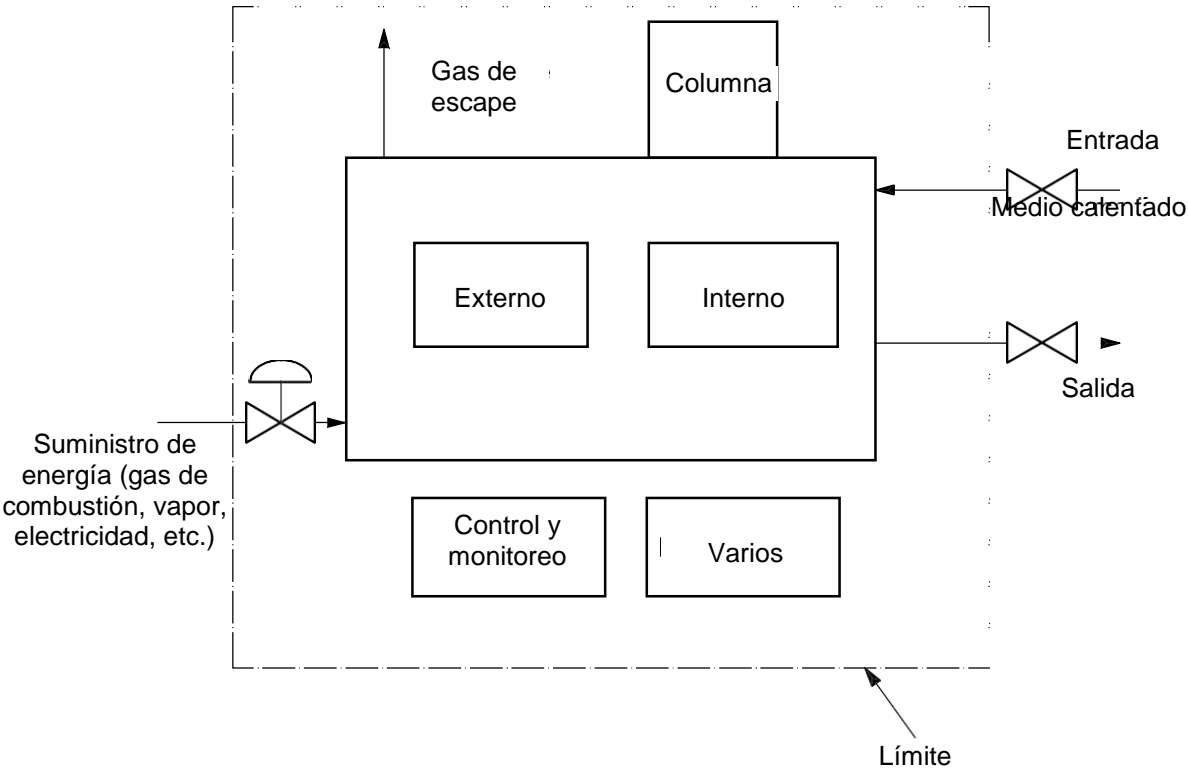


Figura A.12 — Definición de límites — Calefactores y calderas

Tabla A.36 — Subdivisión de equipos — Calefactores y calderas

Equipo	Calefactores y calderas				
Sub-unidad	Columna	Equipos externos	Equipos internos	Control y monitoreo	Varios
Ítems mantenibles	Cuerpo/carcasa Empaquetadura Serpentín de reflujo/condensador	Cuerpo/carcasa Tuberías Soporte Válvulas	Cuerpo/carcasa Quemador Tubo de humo Chimenea de escape Serpentín Soporte	Dispositivo de accionamiento Unidad de control Suministro de energía interna Sensores de Monitoreo ^a Válvulas Cableado Tuberías Sellos	Ventilador de tiro/motor Otros
^a Especificar tipo de sensor, p.ej. presión, temperatura, nivel, etc.					

Tabla A.37 — Datos específicos al equipo— Calefactores y calderas

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Fuente de energía	Tipo de energía de calefacción	Electricidad, gas de escape, gas de combustión, aceite caliente, combustible líquido, vapor	Alta
Medio calentado/hervido	Tipo de fluido que se calienta/hierve	MEG, TEG, medio de calentamiento HC, agua, agua/TEG	Alta
Transferencia térmica clasificada	Valor de diseño	Kilovatios	Alta
Temperatura de entrada	Valor de diseño	Grados Celsius	Mediana
Temperatura de salida	Valor de diseño	Grados Celsius	Mediana
Tamaño - diámetro	Especificar	Milímetros	Mediana
Tamaño - largo	Especificar	Metros	Mediana
Número de tubos	Especificar	Número	Mediana
Material de tubos	Especificar	Especificar	Baja
Configuración de serpentín	Especificar	Hélice, horizontal, paso único, espiral, paso dividido, vertical	Baja
Tipo de empaquetadura	—	Especificar	Alta
Tipo de calefactor	Sólo calentamiento directo	Caja, cabina, cilíndrico	Baja
Número de quemadores	—	Número	Baja

A.2.3.4 Tanques de presión

NOTA Los tanques de presión incluyen los separadores, depuradores, ciclones, etc.

Tabla A.38 — Clasificación de tipos— Tanques de presión

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Tanques de presión	VE	Stripper	SP
		Separador	SE
		Coalescente	CA
		Tambor flash	FD
		Depurador	SB

Tabla A.38 (continua)

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
		Contactor	CO
		Tambor de sobrecarga	SD
		Ciclón	CY
		Hidrociclón	HY
		Trampa de líquido	SC
		Tanque de adsorción	AD
		Secador	DR
		Trampa de scraper	PT
		Columna de destilación	DC
		Saturador	SA
		Reactor	RE
		Desaireador	DA

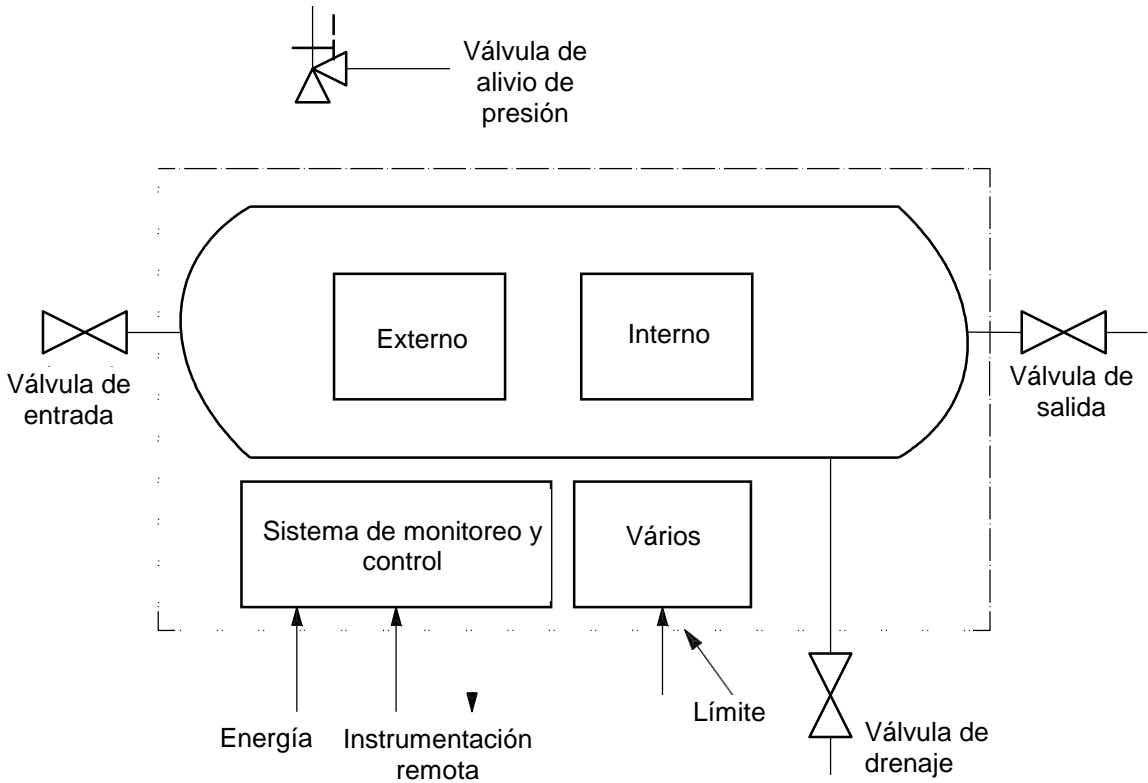


Figura A.13 — Definición de límites — Tanques de presión

Tabla A.39 — Subdivisión de equipos — Tanques de presión

Equipo	Tanques de			
Sub-unidad	Ítems externos	Ítems internos	Control y monitoreo	Varios
Ítems mantenibles	Cuerpo/carcasa Válvulas Tuberías Soporte	Cuerpo/carcasa Ciclones ^b Recubrimiento interno hidrociclones ^b Placas, bandejas, aspas, protectores Boquilla Sistema de atrapamiento de arena Calefactor Protección contra corrosión Distribuidor Serpentín	Dispositivo de accionamiento Unidad de control Suministro de energía interna Sensores de monitoreo ^a Válvulas Cableado Tuberías Sellos	Otros
^a Especificar tipo de sensor, p.ej. presión, temperatura, nivel, etc.				
^b Aplica sólo al tipo de equipo: Hidrociclón.				

Tabla A.40 — Datos específicos al equipo— Tanques de presión

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Fluido(s)	Fluido principal	Aceite, gas, condensado, agua dulce, vapor, agua de mar, petróleo crudo, agua aceitosa, gas residual, gas de combustión, agua/glicol, metanol, nitrógeno, químicos, hidrocarburos combinados, gas/aceite, gas/condensado, aceite/agua, gas/aceite/agua	Alta
Presión – diseño	Presión de diseño	Pascal (bar)	Alta
Temperatura – diseño	Temperatura de diseño	Grados Celsius	Baja
Presión – operación	Presión de operación	Pascal (bar)	Mediana
Temperatura – operación	Temperatura de operación	Grados Celsius	Baja
Tamaño - diámetro	Externo	Milímetros	Mediana
Tamaño - largo	Externo	Metros	Mediana
Material del cuerpo	Especificar tipo o código	Texto libre	Baja
Orientación	Especificar	Horizontal, vertical, esférica	Baja
Número de secciones	Sólo conexiones presurizadas	Número	Baja
Equipos internos	Principio de diseño	Deflectores, bandejas, placas de rejilla, antivaho, serpentín, desviador, trampa de arena, combinado	Baja

A.2.3.4.1 Tuberías

Tabla A.41 — Clasificación de tipos— Tuberías

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Tuberías ^a	PI	Acero en carbono	CA
		Acero inoxidable	ST
		Aceros de baja aleación y alta resistencia	LO
		Titanio	TI
		Polímeros, incluyendo tuberías reforzadas con fibra de vidrio	PO

^a Puede ser utilizado para representar los ductos.

La definición de límites de las tuberías incluirá todos los equipamientos para transferir y controlar el fluido entre equipos rotatorios, equipos mecánicos y tanques, incluyendo también las líneas de venteo y de drenaje al ambiente. Sin embargo, las tuberías de control hidráulico o neumático de instrumentos están excluidas.

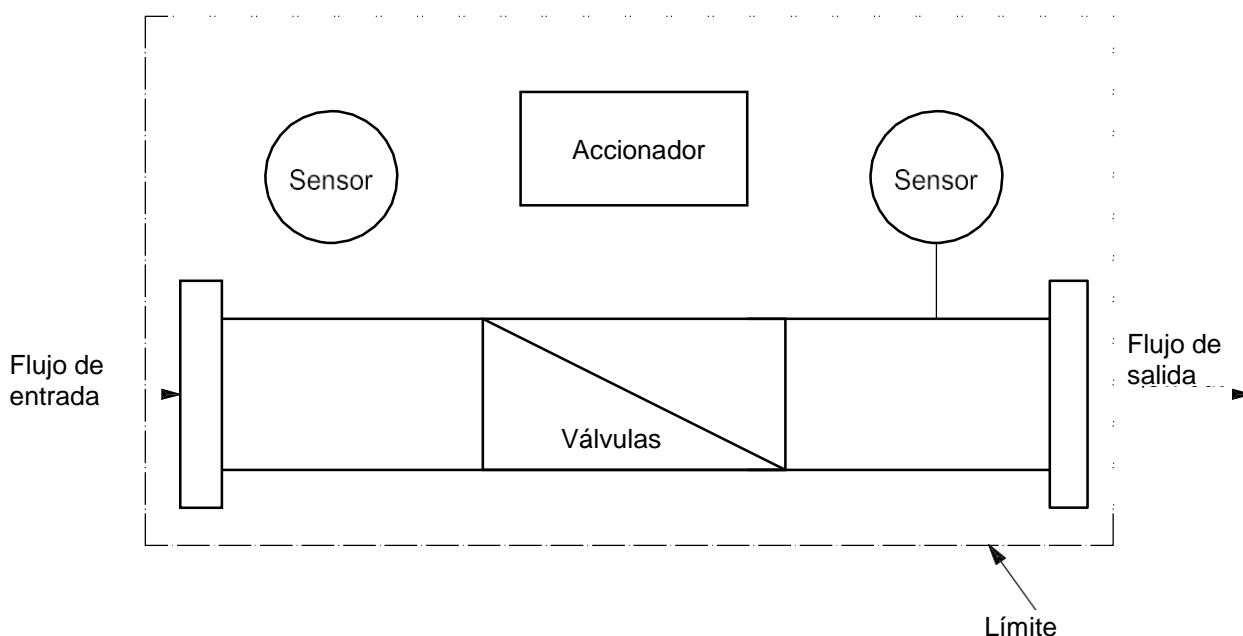


Figura A.14 — Definición de límites — Tuberías

Tabla A.42 — Subdivisión de equipos — Tuberías

Equipo	Tuberías			
Sub-unidad	Tubo	Válvula ^a	Control y monitoreo	Varios
Ítems mantenibles	Sujetadores/ pernos	Cuerpo de la válvula	Dispositivo de accionamiento	Soportes de tuberías
	Acoplamientos	Sellos de válvulas	Unidad de control	Otros
	Bridas	Accionador	Suministro de energía interno	
	Tubo colector	Bonete	Sensores de monitoreo ^b	
	Recubrimiento interno	Accesorios	Válvulas	
	Elemento del tubo		Cableado	
	Bujías		Tuberías	
	Sellos/gaskets		Sellos	
^a Debe ser marcado si la(s) válvula(s) está(n) registrada(s) como equipo(s) separado(s) en la base de datos (véase también A.2.5.4). ^b Especificar tipo de sensor, p.ej. presión, temperatura, nivel, etc.				

Tabla A.43 — Datos específicos al equipo— Tuberías

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Diámetro	Diámetro externo	Milímetros	Alta
Espesor de la pared	Especificar	Milímetros	Mediana
Largo	Largo total	Metros	Alta
Presión de diseño	Presión máx. permisible	Pascal (bar)	Alta
Fluido	Tipo	Aceite, gas, condensado, agua dulce, vapor, agua de mar, petróleo crudo, agua aceitosa, gas residual, gas de combustión, agua/glicol, metanol, nitrógeno, químicos, hidrocarburos combinados, gas/aceite, gas/condensado, aceite/agua, gas/aceite/agua	Alta
Fluido corrosivo/erosivo	Clasificar según lo establecido en la nota de pie ^a	Benigno/moderado/severo	Mediana
Material del tubo	Especificar	Acero en carbono, acero inoxidable, tipo aleación, titanio etc.	Mediana
Aislamiento	Especificar	Sí/No	Baja
Número de válvulas	Número de válvulas instaladas en la sección de tubería en consideración	Número	Mediana
Tipo de válvulas	Especificar categoría de válvulas	PSV, ESD, HIPPS, manual, etc.	Baja
Número de bridas	Especificar	Número	Baja
^a Benigno (fluidos limpios, p.ej. aire, agua, nitrógeno). Corrosividad/erosión moderada (aceite/gas no definido como severo, agua de mar, partículas escasas). Corrosividad/ erosión severa [gas/aceite ácido (alto en H ₂ S), alto en CO ₂ , alto contenido de arena].			

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Códi
Tornos	WI	Torno eléctrico	EW
		Torno hidráulico	HW



Equipo	Tornos			
Sub-unidad	Winch	Power trans- mission	Control y monitoreo	Varios
Ítems mantenibles	Rodamiento	Rodamiento	Dispositivo de accionamiento	Carcasa
	Cadena	Acoplamiento	Unidad de control	Otros
	Tambor	Eje de engranaje	Suministro de energía interno	
	Lubricación		Sensores de monitoreo ^a	
	Carrete		Válvulas	
	Freno		Cableado	
	Bobina		Tuberías	
	Estructura		Sellos	
	Tensionado y compensación de movimiento			
	Cable			

^a Especificar tipo de sensor, p.ej. presión, temperatura, nivel, etc.

Tabla A.46 — Datos específicos al equipo— Tornos

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Tipo de accionador	Clase, tipo y código de equipo	Especificar	Alta
Tipo de cable/cadena	Tipo de línea de elevación	Cable, cadena, cuerda, umbilical, alambre	Alta
Rendimiento máximo	Potencia máxima de entrada – diseño	Kilovatios	Alta
Capacidad máxima	Capacidad de carga máxima	Toneladas métricas	Mediana
Capacidad del tambor	Capacidad máx. del tambor	Metros	Baja
Diámetro del tambor	—	Metros	Baja
Diámetro del cable	Espesor del cable/línea	Milímetros	Baja
Velocidad – diseño	Velocidad máxima de operación	Revoluciones por minuto	Alta
Tipo de transmisión	Tipo	Directa, engranaje, integral	Baja
Acoplamiento	Tipo	Desconexión, fijo, flexible, hidráulico	Baja
Lubricación de rodamientos	Tipo	Especificar	Baja
Rodamiento radial	Tipo	Antifricción, journal, magnético	Baja
No. de tambores	Número	Número	Baja
Dispositivo de embobinado	Según sea aplicable	Sí/No	Baja
Sistema de tensión constante	Según sea aplicable	Sí/No	Baja
Sistema de compensación de oscilación	Según sea aplicable	Sí/No	Baja
Regeneración de energía	Según sea aplicable	Sí/No	Baja
Control remoto	Según sea aplicable	Sí/No	Baja

A.2.3.6 Torretas

Tabla A.47 — Clasificación de tipos— Torretas

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Torretas	TU	Torretas desconectables	DT
		Torretas permanentes	PT

A.2.3.6.1 Definición de límites para torretas

A.2.3.6.1.1 Torretas desconectables

El límite de la torreta desconectable se define según lo siguiente:

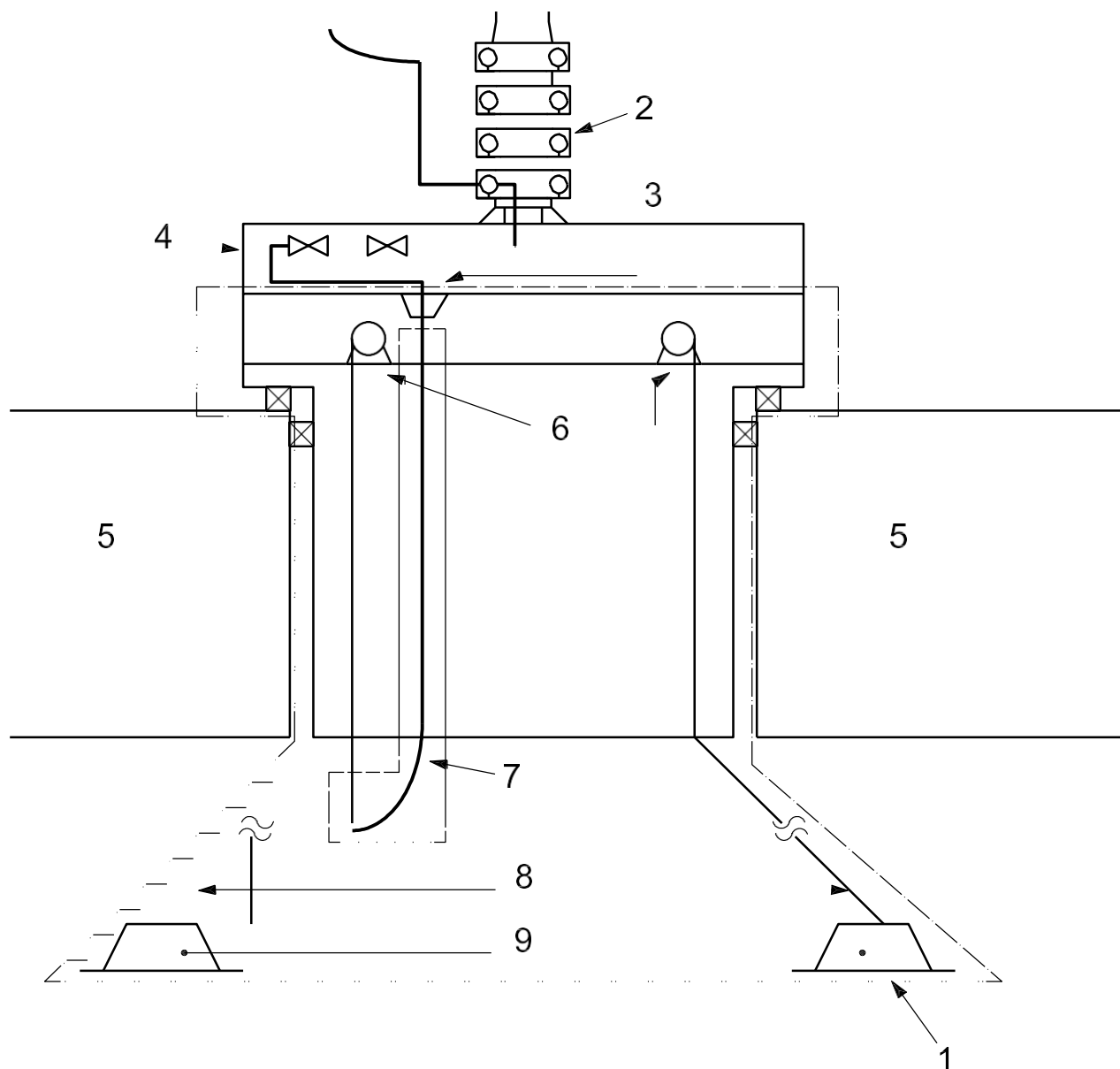
- Interfaces entre el casco de un buque y la torreta o boya.
- Las líneas de amarre y anclas al lecho marino están incluidas dentro de los límites;
- Interfaz entre la torreta y el compartimiento de la torreta (el límite incluye la terminación del elevador).
- Tuberías manifold y válvulas entre la terminación del tubo de elevación y la cadena móvil o colgante, la cual está fuera del límite.
- Los equipos de control y monitoreo están fuera del límite.

La definición de límite para las torretas permanentes se enfoca en las estructuras marítimas y sistemas de torretas dedicadas.

A.2.3.6.1.2 Torretas permanentes

El límite de la torreta permanente se define según lo siguiente:

- a) El interfaz entre el casco del buque y el diámetro externo de la torreta define el límite entre la estructura del buque y la torreta.
- b) Las líneas de amarre y anclas al lecho marino están incluidas dentro de los límites.
- c) El interfaz entre la torreta y el compartimiento de la torreta define el límite superior de la torreta.
- d) Las terminaciones del tubo de elevación y del umbilical quedan dentro del límite del equipo.
- e) Los tubos de elevaciones están fuera del límite (cubiertos como clase de equipo separada).



- | | |
|-------------------------------------|--------------------|
| 1 límite | 6 tornos de ancla |
| 2 swivel | 7 elevador |
| 3 terminación del tubo de elevación | 8 líneas de amarre |
| 4 manifold de producción | 9 anclas |
| 5 buque | |

Figura A.16 — Definición de límites — Torretas

Tabla A.48 — Subdivisión de equipos — Torretas

Equipo	Torreta			
Sub-unidad	Torreta	Amarre	Tubo de elevación y terminación	Sistemas de suministro
Ítems mantenibles	Rodamiento-rodillo Rodamiento-deslizante Rodamiento-rueda Estructura Sistema de giro y bloqueo	Ancla Buoya ^a Cadena Cuerda sintética Conexión a la estructura Torno Cable	Collar Cerradura Tubo colgante	Sistema de lastre Sistema de sentina Sistema de bloqueo buoya/buque ^a Sistema de energización Inserción ^a Ventilación
^a Sólo relevante para torretas desconectables.				

Tabla A.49 — Datos específicos al equipo— Torretas

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Aplicación	Uso principal	Carga externa, producción/inyección externa/carga interna, producción/inyección interna	Alta
Ubicación de torreta	Dónde está instalada en el buque	Proa, popa, detrás de alojamientos	Alta
Transmisión de fluido	Método de transferencia de fluido	Cadena colgante/arrastrada, puente conector, conector giratorio	Alta
Sistema de rotación	—	Activo/pasivo	Alta
Terminación de riser	Tipo	Embridada, conexión rápida, desconexión rápida, soldada	Alta
Número de tubos de	—	Número	Alta
Número de umbilicales	—	Número	Alta
Número de líneas de anclaje	—	Número	Alta
Altura de olas	Altura significativa - valor diseño	Metros	Mediana
Desplazamiento del buque	—	Toneladas métricas	Mediana

A.2.3.8 Conectores giratorios

Tabla A.50 — Clasificación de tipos—
Conectores giratorios

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Conectores giratorios	SW	Axiales	AX
		Toroidales	TO
		Eléctricas/con señal	ES

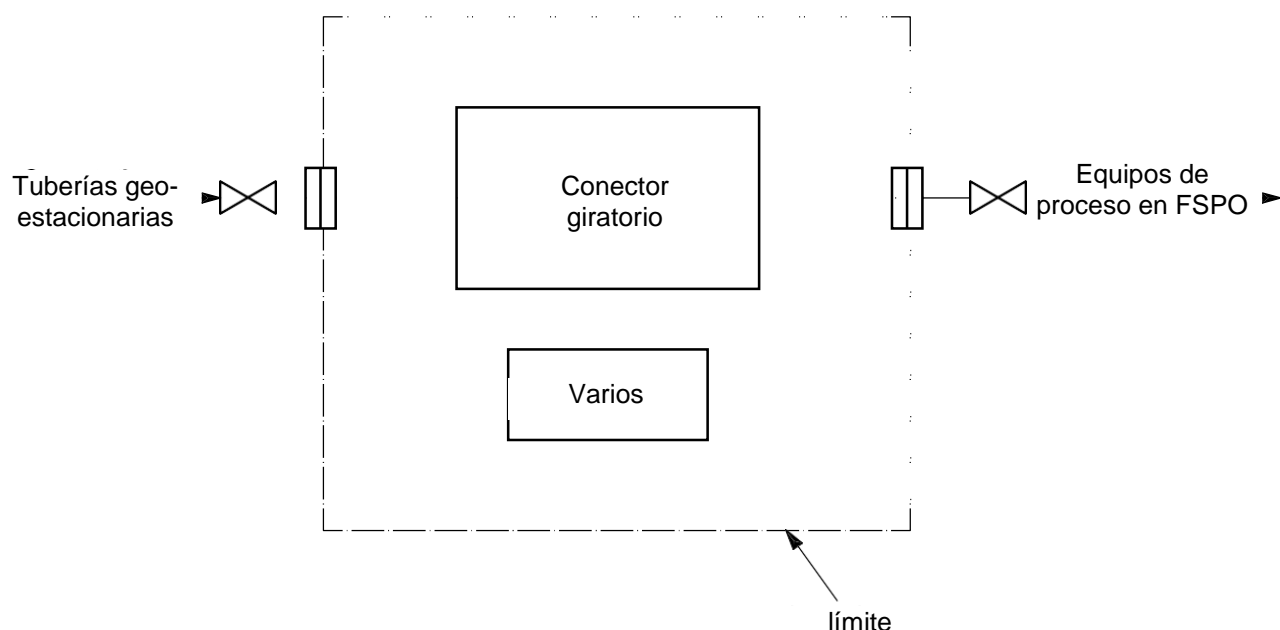


Figura A.17 — Definición de límites — Conectores Giratorios

Tabla A.51 — Subdivisión de equipos — Conectores Giratorios

Equipo	Conectores Giratorios	
Sub-unidad	Conector Giratorio	Varios
Ítems mantenibles	Sellos dinámicos Rodamiento Sistema de barrera de líquido Pernos (incl. conexiones estructurales y de presión) Carcasa Escobillas ^a	Tensionadores Ítems comunes
^a Sólo para conectores giratorios eléctricos.		

Tabla A.52 — Datos específicos al equipo— Conectores Giratorios

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Número de vías	Para los conectores giratorios energizados o de señal, el no. de vías se define como el no. de servicios	Número	Alta
Presión de diseño	—	Pascal (bar)	Mediana
Temperatura de diseño	—	Grados Celsius	Baja
Caja	Tipo de caja	Compartimiento cerrado, ventilación natural	Mediana
Corrosividad de fluido producido	Tipo de servicio	Servicio dulce, servicio ácido	Mediana
Producción de arena	Producción de arena medida o estimada	Gramos por metro cúbico	Baja
Potencia eléctrica	Sólo conectores giratorios de suministro de energía ^a	Kilovatios	Mediana
Voltaje –potencia	Sólo conectores giratorios de suministro de energía ^a	Voltio	Mediana
Señal de voltaje	Sólo conectores giratorios de señal ^a	Voltio	Mediana
^a Si existen varios niveles, registre el que sea más dominante y agregar la explicación en “Comentarios”.			

A.2.3.9 Tanques de almacenamiento

NOTA Los tanques de almacenamiento incluye tanques atmosféricos y de baja presión (refrigerados y no refrigerados). Esta clase de equipo no incluye los tanques marítimos (de petróleo, diesel, MEG, fluido de perforación, etc.) y cámaras de almacenamiento subterráneas.

Tabla A.53 — - Clasificación de tipos- Tanques de almacenamiento

Clase de equipo - Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Tanques de almacenamiento	TA	Techo fijo	FR
		Techo suspendido	LR
		Diafragma	DP
		Techo flotante externo	EF
		Abierto/sin techo	RL
		Techo fijo con techo interno flotante	IF

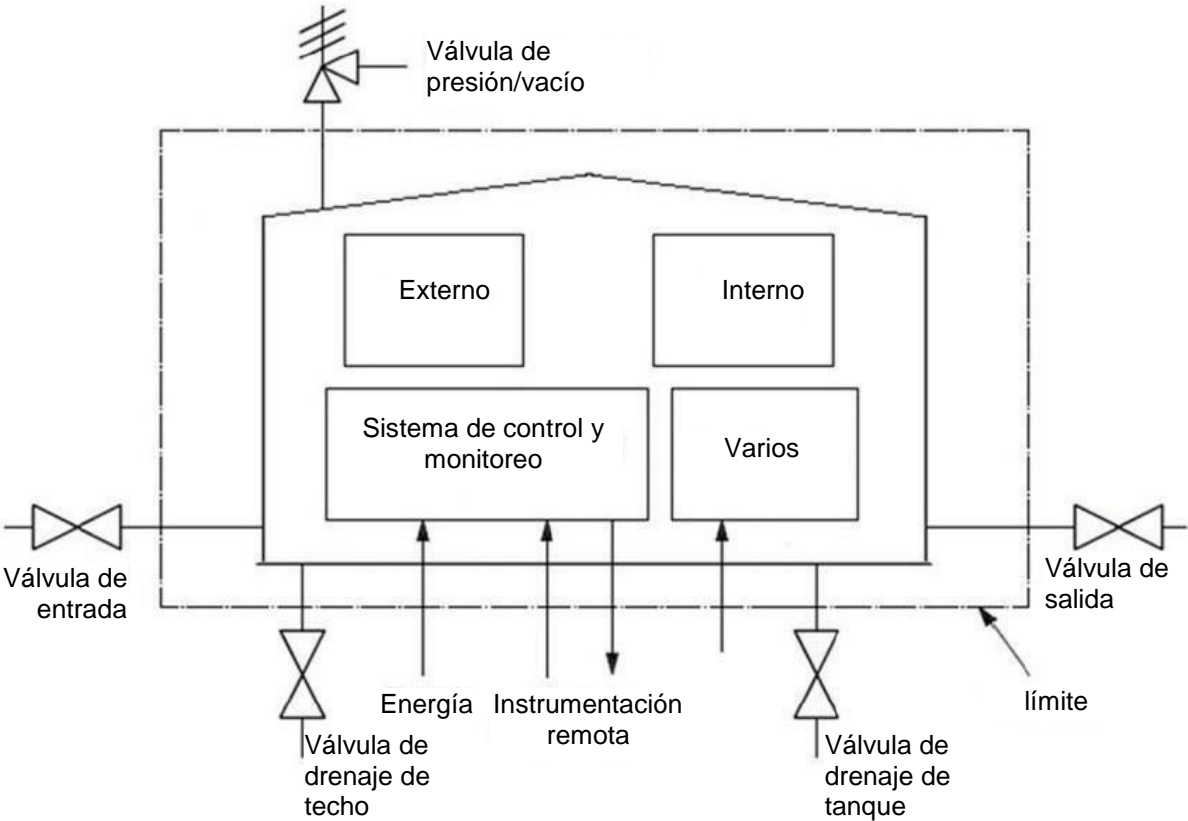


Figura A.18 — Definición de límites — Tanques de almacenamiento

Tabla A.54 — Subdivisión de equipos — Tanques de almacenamiento

Equipo	Tanques de almacenamiento				
Sub-unidad	Estructura de tanque	Externos	Internos	Control y monitoreo	Varios
Ítems mantenibles	Cuerpo (o paredes laterales) Techo Base Boquillas Aberturas Vaciado Cimiento	Drenaje base Drenaje techo ^c Sello ^c Plataforma Pasarela Escalera Escalerilla ^c Dispositivo de centrado y anti-rotación ^c Contención secundaria ^d	Calefactores ^a Producción catódica Boquillas Tuberías Línea oscilante ^c	Sensores ^b Tuberías Venteo abierto Protección contra llamas	Mezcladores Sistema de control de incendios Sistema de protección contra rayos Otros
^a Aplica solamente a los tanques de almacenamiento con calefacción. ^b Especificar tipo de sensor, p.ej. presión, temperatura, nivel, etc. ^c Aplica sólo a tanques con techo flotante. ^d Aplica solo a almacenamiento de gas licuado refrigerado.					

Tabla A.55 — Datos específicos al equipo— Tanques de almacenamiento

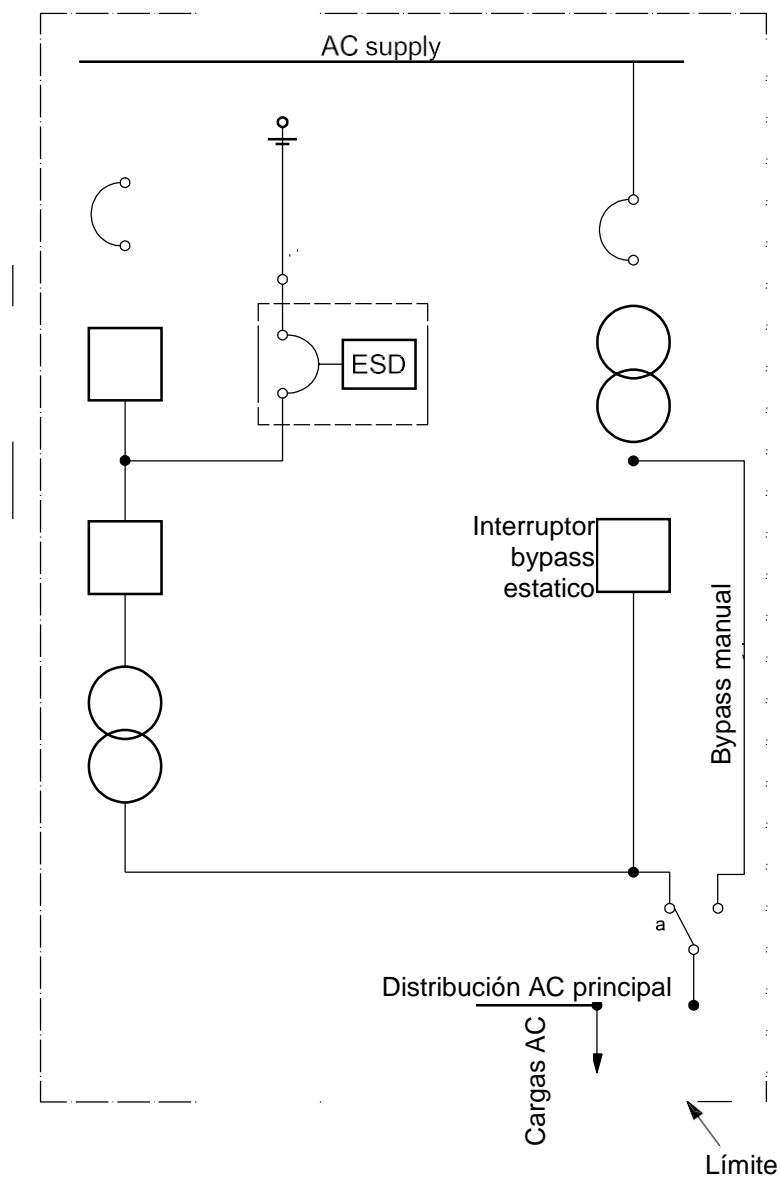
Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Producto(s) almacenado(s)	Producto(s) principal(es)	Petróleo crudo, agua aceitosa, gasolina, diésel, metanol, agua, LPG refrigerado, LNG refrigerado, químicos	Alta
Gravedad específica del producto	Densidad relativa	Número	Mediana
Estándar de diseño	Estándar de diseño	Estándar/edición/modificación	Mediana
Presión de diseño	Presión manométrica positiva máxima	Pascal (bar)	Alta
Vacío de diseño	Vacío parcial máximo	Pascal (bar)	Alta
Volumen	Capacidad de líquido nominal	Metros cúbicos	Mediana
Tamaño - diámetro	Diámetro nominal	Metros	Mediana
Tamaño - altura	Altura nominal	Metros	Mediana
Temperatura - diseño	Temperatura máx. de diseño	Grados Celsius	Alta
	Temperatura mín. de diseño	Grados Celsius	Alta
Temperatura - operación	Temperatura de operación	Grados Celsius	Mediana
Material de cuerpo	Especificar tipo o código	Especificar	Mediana
Material de techo	Especificar tipo o código	Especificar	Mediana
Recubrimiento	Especificar	Sí/No	Mediana
Sistema de calefacción	Especificar	Sí/No	Baja
Sistema de tanque refrigerado	Especificar	Sí/No	Mediana
Tipo de techo	Fijo o flotante	Fijo o flotante	Mediana
Tipo de techo flotante	Especificar	Especificar	Mediana
Espesor de paredes	Espesor nominal (1er curso)	Milímetros	Mediana
Mezclador/agitador	Especificar	Sí/No	Baja
Contención secundaria	Especificar	Sí/No	Mediana

A.2.4 Equipos eléctricos

A.2.4.1 Suministro de energía ininterrumpida (UPS)

Tabla A.56 — Clasificación de tipos— UPS

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
UPS	UP	UPS dual con bypass de suspensión Rectificador con energía de emergencia Bypass desde sistema de energía principal	UB
		UPS dual sin bypass Rectificador con energía de emergencia	UD
		UPS individual con bypass Rectificador con energía de emergencia Bypass desde sistema de energía principal	US
		UPS individual sin bypass Rectificador con energía de emergencia	UT



a Interruptor conexión antes de desconexión.

Figura A.19 — Definición de límites — UPS

Tabla A.57 — Subdivisión de equipos — UPS

Equipo	UPS					
	Battery unit	Bypass unit	Inversor unit	Rectifier unit/ DC supply	Control y monitoreo	Varios
Ítems mantenibles	Disyuntor de batería Banco de baterías Cableado Disyuntor Conexión/enchufe Instrumento	Interruptor bypass Transformador bypass Alimentación de contacto ^a Fusible(s) Instrumento Interruptor estático	Interruptor bypass Cableado Conexión/enchufe Fusible(s) Instrumento Inversor Interruptor estático Transformador de inversor	Cableado Alimentación de contacto ^a Fusible(s) Interruptor con fusible Instrumento Rectificador Transformador de rectificador	Unidad de control Suministro de energía interno Sensores de monitoreo ^b Cableado Dispositivo de monitoreo del aislamiento	Cabina Aislamiento Ventiladores de enfriamiento Otros
^a Normalmente ubicada en el tablero de conmutación del suministro.						
^b Especificar tipo de sensor, p.ej. presión, temperatura, nivel, etc. Véase también clase de equipo Dispositivos de Entrada A.2.5.2. En general, se debe tener cuidado con respecto a cuáles de tales equipos incluir dentro de la clase de equipos UPS.						

Tabla A.58 — Datos específicos al equipo— UPS

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Aplicación	¿En qué equipo opera el UPS?	Disyuntor de circuito, sistemas de control, sistema de seguridad, telecomunicaciones	Alta
Voltaje de entrada sistema	Voltaje de entrada	Voltio	Alta
Frecuencia de entrada	Entrada clasificada	50 Hz o 60 Hz	Alta
Número de fases de voltaje de entrada	1 fase o 3 fases	Número	Alta
Variación de voltaje	Voltaje de entrada	Porcentaje	Baja
Variación de frecuencia	Frecuencia de entrada	Porcentaje	Baja
Voltaje de salida sistema	Voltaje de salida	Voltio	Alta
Frecuencia de salida	Salida clasificada	50 Hz, 60 Hz o DC	Alta
Número de fases de voltaje de salida	1 fase o 3 fases	Número	Alta
Factor de carga y potencia de salida clasificado	Potencia aparente y factor de potencia en operaciones nominales	Kilovoltio·amperes/cosφ	Alta
Grado de protección	Clase de protección según IEC 60529	Código IP	Mediana
Temperatura ambiente	Rango de temperatura de operación	Temperatura mínima y máxima en grados Celsius	Baja
Método de enfriamiento	Especificar	Agua, aire, otros	Mediana
Sistema de grupo de UPS	Número de sistemas UPS que funcionan en paralelo	Dual, individual, triple	Mediana
Sistema de bypass al rectificador/inversor	Tipo de interruptor de bypass	Manual, estático	Mediana
Tiempo de reserva de batería	El tiempo durante el cual la batería puede alimentar la potencia clasificada al inversor	Minutos	Mediana

Tabla A.58 (continua)

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Tiempo de recarga	Tiempo necesario para cargar la batería al 90 % de su capacidad	Horas	Mediana
Tecnología de batería	Tipo	NiCd, Pb-ácido, otros	Mediana
Monitoreo de fallas de puesta a tierra batería	Especificar	Común, individual, N.A.	Baja
Método de ventilación	Especificar	Forzada, natural	Baja
Número de bancos de baterías	Especificar	Número	Mediana

A.2.4.2 Transformadores de potencia

NOTA Los transformadores de potencia descritos en la presente sección A.2.4.2 se utilizan en conjunto con suministros de energía marítimos en superficie y en tierra para, por ejemplo, los motores eléctricos. Los transformadores de potencia submarinos están descritos en A.2.6.5 como ítem mantenible. La información en A.2.4.2 puede ser relevante si tales ítems están sujetos a una recolección de datos de confiabilidad en mayor detalle.

Tabla A.59 — Clasificación de tipos— Transformadores de potencia

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Transformadores de potencia	PT	Bañados en aceite	OT
		Secos	DT

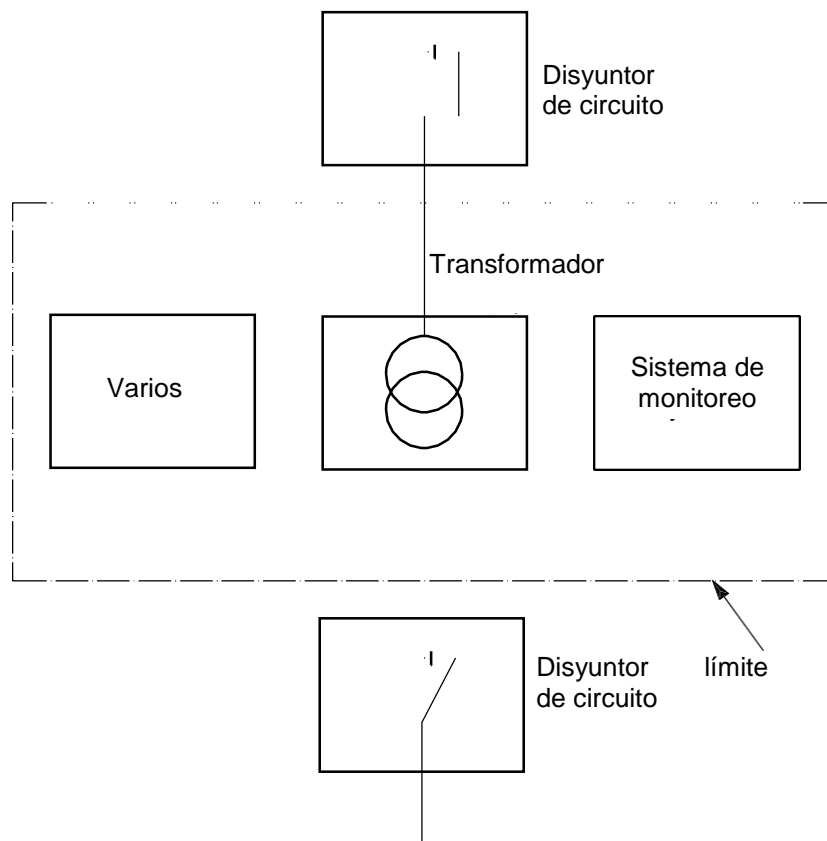


Figura A.20 — Definición de límites — Transformadores de potencia

Tabla A.60 — Subdivisión de equipos — Transformadores de potencia

Equipo	Transformadores de potencia ^a		
Sub-unidad	Unidad de transformador	Sist. de monitoreo	Varios
Ítems mantenibles	Aceite Tanque Devanado Ventilador Núcleo Tanque de expansión Radiador Cambiador de toma Impedante neutro Tanque exterior ^b	Relé Bucholz Indicador de nivel Termómetro Válvula de alivio Relé de presión Transformadores de corriente	Aisladores de bujes Bloques terminales Conectores Cableado Puesta a tierra Caja de conexiones Dispositivo de gel de sílice Amortiguadores Penetrador ^b Resistores de puesta a tierra neutros (NGRs)
^a Para las clases de equipo no submarinos, anote las variaciones entre los convertidores de frecuencia, transformadores de potencia y motores eléctricos VFC.			
^b Aplicaciones submarinas			
^c Nota – un transformador de potencia submarino ubicado en el lecho marino como parte de la clase de equipo “distribución de potencia eléctrica submarina (véase A.2.6.5) corresponde a un ítem mantenible. Como parte de la “distribución de potencia eléctrica submarina”, podrían existir transformadores de aumento/reducción ubicados en tierra, los cuales serían de la misma clase de equipo de los transformadores de potencia en la Tabla A.60 .			

Tabla A.61 — Datos específicos al equipo— Transformadores de potencia

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Frecuencia	Frecuencia clasificada	Hertz	Baja
Voltaje primario	Voltaje clasificado	Kilovoltios	Alta
Voltaje secundario	Voltaje clasificado	Kilovoltios	Alta
Voltaje de devanados adicionales	Voltaje clasificado de devanados terciarios o adicionales	Kilovoltios	Alta
Potencia - diseño	Potencia clasificada	Kilovoltio·amperes	Alta
Factor de potencia	$\cos \varphi$	Número	Baja
Eficiencia	Factor de eficiencia (η)	Número = 1	Mediana
Grado de protección	Clase de protección según IEC 60529	Código según IEC 60529:2001, Cláusula 4	Baja
Designación de clase térmica	Clase térmica según IEC 60085	Y, A, E, B, F, H, 200, 220, 250	Mediana
Aumento de temperatura	Según IEC 60076-2	Grados Celsius	Baja
Enfriamiento de transformador	Tipo según IEC 60076-2	Código según IEC 60076-2:1993, Cláusula 3	Alta
Número de fases	1 fase o 3 fases	Número	Alta
Nivel de aislamiento	Aislamiento según IEC 60076-3	Kilovoltios	Alta
Conector de transformador trifásico	Tipo y combinación de conexiones (grupos de vector) tales como estrella, delta, etc. según IEC 60076-1	Código según lo recomendado en IEC 60076- 1:2000, Anexo D	Alta
Tipo de devanado de transformador seco	Especificar si los devanados están encapsulados en aislamiento sólido. La resina fundida es un ejemplo del aislamiento sólido.	Encapsulado/no encapsulado	Mediana

A.2.4.3 Conmutadores

Los conmutadores tienen un amplio rango de aplicaciones tanto marítimas como en tierra, para la distribución y protección de los sistemas de potencia de alto y bajo voltaje. La clasificación incluye aplicaciones de alto voltaje (>1KV) y de bajo voltaje (<1KV). Los tableros de alto voltaje pueden ser aislados con aire o gas, según lo expuesto en la [Tabla A.62](#). Cabe destacar que los conmutadores de bajo voltaje también incluyen tableros de distribución.

Las aplicaciones monofásicas, trifásicas y de corriente directa están incluidas en el alcance.

Tabla A.62 — Clasificación de tipos—Conmutadores

Clase de equipo – Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Conmutadores	SG	Baja voltaje	LV
		Aislado con aceite y vacío	OV
		Alto voltaje aislado con aire	HA
		Alto voltaje aislado con gas	HG

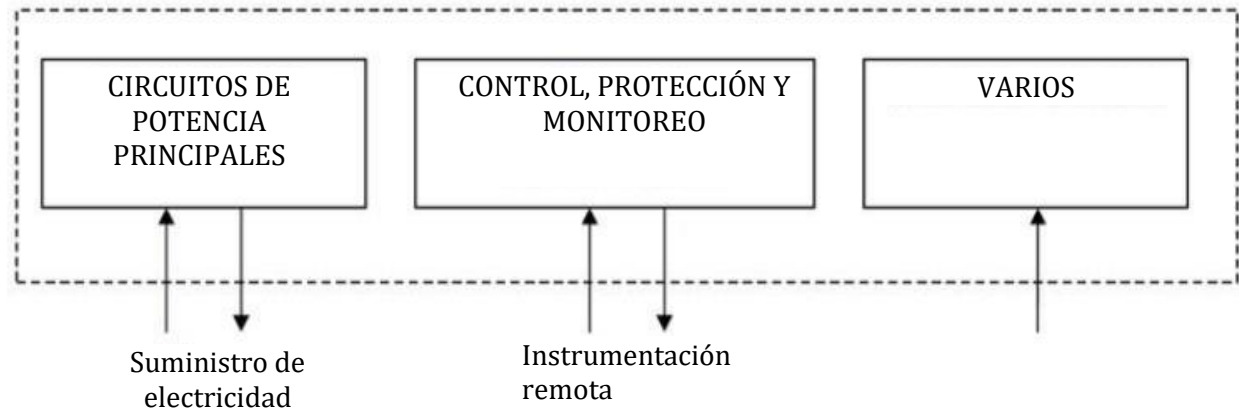


Figura A.21 — Definición de límites — Conmutadores

Tabla A.63 — Subdivisión de Equipos — Conmutadores

Equipo	Conmutadores		
Sub-unidad	Circuitos de potencia principales	Control protección y monitoreo	Varios
Ítems mantenibles	Disyuntor de circuito ^a Terminación de cable Transformadores de corriente Transformadores de voltaje Desconectores Interruptor de puesta a tierra Partidores de motor (contactor) Accionador ^d Busbar ^g	Medición ^b Relé y enclavamiento de protección ^c Control de suministro de energía Cortacircuitos en miniatura (MCB) Interfaz de comunicación Bloques terminales y conectores PLC Sensor ^e Válvula Tuberías Cableado	Caja de interfaz Enfriamiento Caja ^f (gabinete)
^a Incluye elementos internos, tales como el serpentín de cierre, serpentín de trip, sensor de posición, resorte etc. ^b Incluye voltímetros y amperímetros. ^c El enclavamiento puede estar incluido como software en el relé de protección o como lógica de relé convencional. ^d Accionador para energizar el mecanismo de liberación del cortacircuitos. Para conmutadores con aislamiento de gas (equipos tipo HG), se proporcionará un sensor para monitorear la cámara sobrepresurizada. ^f El mecanismo de extracción forma parte de la Caja. Los cables hasta y desde la caja no se consideran bajo el alcance. ^g Los aislamientos del Busbar forman parte del busbar.			

Tabla A.64 — Datos específicos al equipo— Conmutadores

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Aplicación de sistema	Descripción de la aplicación del conmutador (servicios proporcionados)	Sistema de control, sistema de seguridad	Mediana
Voltaje clasificado de sistema	Voltaje esperado de operación	Voltios, AC o DC	Alta
Corriente clasificada de busbar	Corriente máxima continua bajo condiciones especificadas	Amperes	Alta
Corriente máx. de corta duración clasificada	Valor rms de la corriente de cortocircuito que el conmutador deberá resistir durante el tiempo especificado	Kilo Amperes (kA)	Baja
Duración clasificada de cortocircuito	El intervalo de tiempo en el que el conmutador deberá resistir la corriente máx. de corta duración	Segundos	Baja
Utilización de capacidad	Capacidad normal de operación/diseño	%	Alta
Frecuencia clasificada	Frecuencia normal de operación	Hertz	Alta
Número de circuitos	Número de conexiones de salida	Número	Mediana
Grado de	Protección ambiental del gabinete	Clasificación IP	Baja
Clasificación de área peligrosa	Clasificación de área peligrosa EEX según IEC 60079	Especificar	Mediana
Clasificación de interruptores/disruptor	Clasificación de interruptores/disruptor (A)	Especificar	Baja

A.2.4.4 Convertidores de frecuencia

Un Sistema de Transmisión de Velocidad Variable (VSDS) o Sistema de Transmisión de Velocidad Ajustable (ASDS) tiene el propósito de proporcionar energía al motor eléctrico de tal manera que la velocidad o torque del motor pueda variar. Los Convertidores de Frecuencia, también conocidos como Sistemas de Transmisión de Frecuencia Variable (VFDS), son aplicables para los motores eléctricos AC. El VSDS puede consistir de un convertidor de frecuencia si es un VSDS de tipo AC.

Los VSDS tienen un número considerable de aplicaciones en la industria de petróleo y gas, desde el control de velocidad de un simple sistema de HVAC hasta el control de velocidad de una bomba submarina en un sistema de procesamiento submarino.

Cabe destacar que, de esta manera, la clase de equipo “Convertidores de frecuencia” está relacionada a las clases de equipo “Motor eléctrico” (A.2.2.4), “Transformadores de potencia” (ref. A.2.4.2), “Distribución submarina de energía eléctrica” (A.2.6.5) y “Bombas sumergibles eléctricas” (A.2.7.6), las cuales se describen en otras secciones de este Estándar Internacional. Por ejemplo, para un motor eléctrico con VSD que impulsa un compresor, se deberán incluir las diferentes clases de equipo al momento de realizar la recolección o estimación de datos de confiabilidad. Sin embargo, es importante notar que un convertidor de frecuencia submarino es un ítem mantenible para la clase de equipo “Distribución submarina de energía eléctrica” (ref. A.2.6.5).

Tabla A.65 — Clasificación de tipos— Convertidores de frecuencia

Clase de equipo – Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Convertidores de frecuencia	FC	Baja voltaje	LV
		Alta voltaje	HV

El diagrama a continuación muestra una configuración típica para un Sistema de Transmisión de Velocidad Variable. La clase de equipo Convertidores de frecuencia se ilustra en la [Figura A.22](#). [Figura A.22](#) muestra como los Convertidores de frecuencia encajan en el VSDS y su dependencia en otros componentes, tales como las clases de equipo Transformadores de potencia (véase A.2.4.2) y Motores eléctricos (véase A.2.2.4).

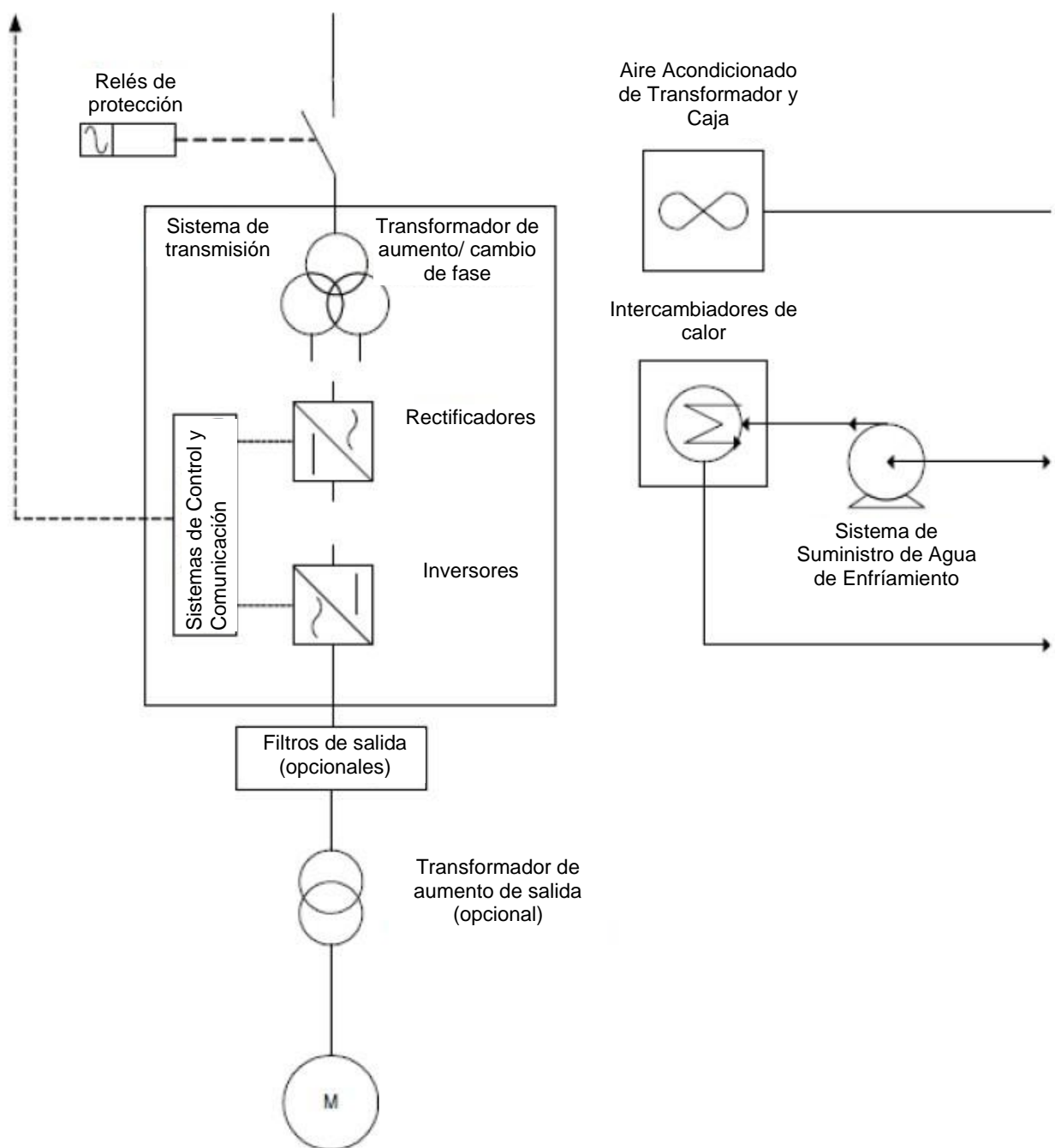


Figura A.22 — Configuración típica de transmisión VSDS con convertidores de frecuencia

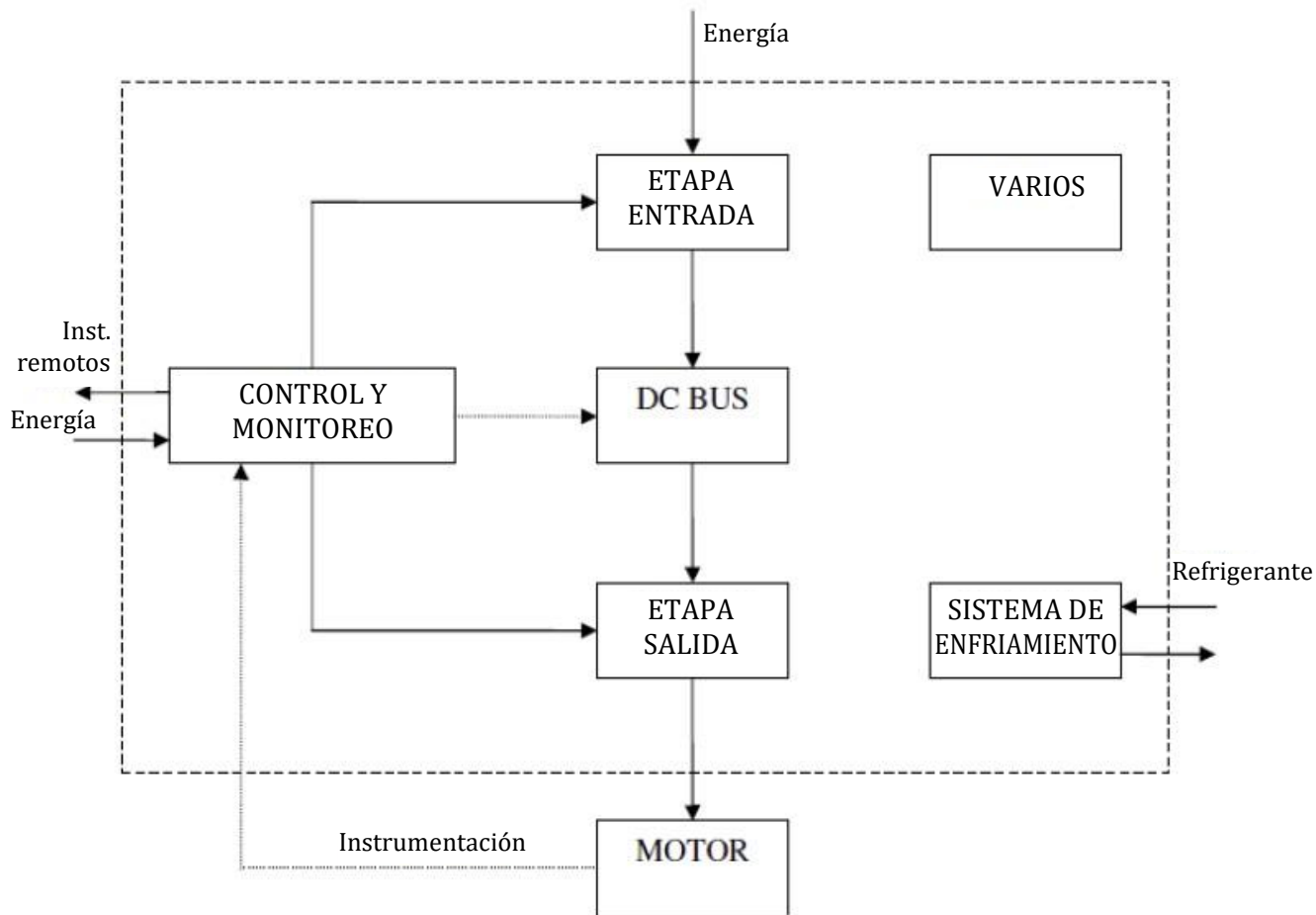


Figura A.23 — Definición de límites — Convertidores de frecuencia

Tabla A.66 — Subdivisión de Equipos — Convertidores de frecuencia

Equipo	Convertidores de frecuencia					
Sub-unidad	Etapas entrada	DC bus	Etapas salida	Control y monitoreo	Sistema de enfriamiento	Varios
Ítems mantenibles	Rectificadores	Capacitores	Inversor	Monitoreo ^a	Intercambiador de calor	Calefactores
	Dispositivos de protección	Inductores	Filtros de salida	Unidad de control	Filtro	Acoplamiento y accesorios de la caja
	Cortacircuito o disyuntor interno	Circuitos de carga	Celda de energía	Suministro de energía interna	Motor	Circuitos de excitación
	Filtro armonizado	Chopper de frenado		Communication	Tuberías	Contactor de bypass
	Reactor de conmutación	Cortacircuito o disyuntor interno		Cards	Bomba	
	Transformador de entrada ^c	Fusibles de interruptores		Instrumentos	Sellos	
		Fusibles		Cableado	Válvulas	
				Cortacircuitos/fusibles en miniatura	Ventiladores de enfriamiento de caja	
				Interruptor de separación	De-ionizador ^b	
					Rejilla	
^a Especificar tipo de instrumento/sensor, corriente, voltaje, potencia, velocidad, retroalimentación del contactor. ^b Para algunas unidades de alto voltaje (Tipo de equipo = HV), existirá un lazo cerrado de agua de-ionizada para el enfriamiento, el cual consiste de tuberías y un motor y además una unidad de-ionizante ^c El transformador de entrada está dentro del convertidor de frecuencia (en una configuración de VSDS) y es diferente a un transformador de potencia normal, pero puede caer bajo la clase de equipo "Transformador de potencia" (véase Tabla A.60) si se requiere subdividir.						

Tabla A.67 — Datos específicos al equipo— Convertidores de frecuencia

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Unidad impulsada correspondiente	Equipo (motor eléctrico) al que está conectado el Convertidor de Frecuencia	Tag	Mediana
Identificación del sistema	Número de identificación de sistema	Número	Alta
Tipo de voltaje	Característica de diseño	AC, DC	Alta
Tipo de comunicación	Describir según lista de códigos	Autoconmutado, conmutación de línea/carga	Baja
Aplicación	Dónde se encuentra funcionando	Aplicación de compresor, submarino, en pozo, en proceso, perforación, suministro	Alta
Voltaje de suministro	Voltaje de suministro	Voltios	Baja
Energía - diseño	Potencia de diseño/clasificada del sistema	Kilovatios (kW), Megavatios (MW), MegaVoltAmpere (MVA)	Alta
Utilización de capacidad	Capacidad normal de operación/diseño	%	Mediana
Rango de frecuencia de operación	Rango normal de frecuencias de salida	Hertz	Baja
Tipo de convertidor	Describe si el rectificador devuelve la potencia al sistema de suministro o no	Uno, dos o cuatro cuadrantes	Mediana
Conexiones de transformadores de entrada	Describe la conexión de entrada, si se utiliza o no un transformador y la intención del diseño	Aumento, reducción, aislante, cambio de fase	Mediana
Acondicionamiento de salida	Describe la conexión de salida, si se utiliza acondicionamiento o un transformador de aumento o no	Filtros de salida, transformadores de aumento	Mediana

Tabla A.67 (continua)

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Sistema de enfriamiento diseño	Cuáles mecanismos de enfriamiento se utilizan para el VSDS, transformadores, resistores de frenado y cajas	Refrigeración con líquido, refrigeración de aire forzada. (Indicar el más predominante, ya que en la práctica suele existir una combinación de ambos)	Alta
Clasificación de área peligrosa	Clasificación de área peligrosa EEX según IEC 60079	Especificar	Alta
Clasificación de protección de entrada	Ingress protection rating según IEC 60529	Especificar	Mediana

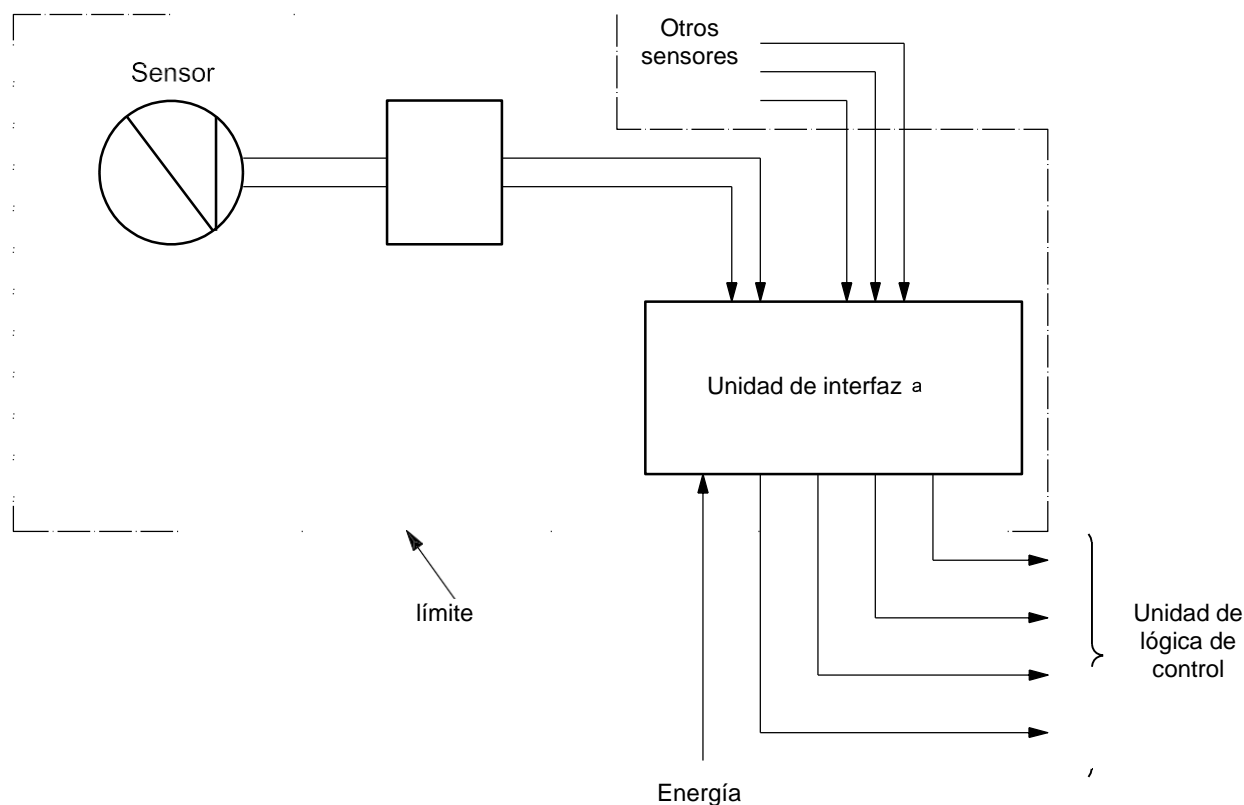
A.2.5 Seguridad y control

A.2.5.1 Detectores de gas e incendios

Tabla A.68 — Clasificación de tipos— Detectores de gas e incendios

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Detectores de gas e incendios	FG	Detección de incendios (FGA)	
		Humo/Combustión	BS
		Calor	BH
		Llama	BF
		Botón manual	BM
		Otros	BA
		Detección de Gas (FGB)	
		Hydrocarburos	AB
		Gases tóxicos	AS
		Otros	AO

NOTA: El código de modo de falla FG está dividido en FGA y FGB. Véase también [Tabla B.9](#).



Key

^a No aplicable para todos los sensores de incendio y gas.

Figura A.24 — Definición de límites — Detectores de gas e incendios

A.2.5.1.1 Definición de límites de los detectores de gas e incendios

Los dispositivos de medición en terreno tales como los detectores de incendio y de gas generalmente están conectados a una unidad de lógica de control de incendios y gas (CLU), la cual no se encuentra dentro del límite de los detectores de incendio y de gas. (véase Figura A.19). Las unidades de monitoreo o interfaces que se pueden utilizar entre el detector y la CLU forman parte del detector de incendio o de gas. El propósito de estas unidades es, entre otros, monitorear los detectores, cables y conexiones de interfaz, analizando los datos recibidos en base a diferentes algoritmos y activando señales de falla o de alarma. El principio básico de comunicación de datos entre los equipos de terreno y los sistemas de interfaz puede basarse en el multiplexación y sondaje de datos en serie.

Tabla A.69 — Subdivisión de equipos — Detectores de gas e incendios

Equipo	Detectores de gas e incendios		
Sub-unidad	Sensor	Unidad de interfaz ^a	Varios
Ítems mantenibles	Cableado	Gabinete	Otros
	Cubierta	Tarjeta de control	
	Detector (incl.cabezal y elementos electrónicos asociados)	Pantalla	
	Soporte de montaje		
^a No aplica a todos los sensores de incendios y gas.			

Tabla A.70 — Datos específicos al equipo— Detectores de gas e incendios

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Características			
Ubicación de instalación	Dónde está instalado	Piso de perforación, boca de pozo, proceso, auxiliary, procesamiento de lodo, generación de potencia, suministro, sala de control, sala auxiliar, alojamientos	Alta
Ambiente	Exposición	Severa, moderada, baja, desconocida ^a	Alta
Características del ítem			
Principio de detección	Tipo	Incendio: Ionización, óptica, IR, UV, IR/UV, aumento de tasa, comp. de tasa, temp. fija, bujía fusible, cámara, multisensor (óptico/térmico) Gas: Catalítica, electroquímica, fotoelectroquímica, haz fotoeléctrico, IR, UV, acústica, cámara, aspiración, haz óptico, estado sólido	Alta
Comunicación del detector	Tipo	Convencional, direccionable (unidireccional), inteligente (bidireccional)	Mediana
Tolerancia de fallas ^b	Respuesta a falla	Sí/No	Mediana
Autodiagnóstico	Grado de autodiagnóstico	Sin autodiagnóstico, prueba de lazo automático, diagnóstico integrado, combinado	Mediana
Tipo de protección ex	Categoría de clasificación de explosivos, p.ej. Ex(d), Ex(e) ^c	Ex(d), Ex(e), Ex(i), ninguno	Baja
^a Clasificación de ambiente: Severa no encerrado y/o al aire libre; altamente expuesto (vibración, calor, polvo, sal); Moderada parcialmente encerrado y/o moderadamente expuesto (vibración, calor, polvo, sal); ventilación natural; Baja encerrado y/o interior; exposición menor (vibración, calor, polvo, sal); ventilación mecánica. ^b El diseño basado en el principio desenergizado es compatible con la filosofía de sistemas seguros en caso de fallas (<i>fail safe</i>). Un sistema de instrumentos de seguridad que opera en el modo "normalmente energizado" puede ser diseñado para operar de manera segura en caso de pérdida del suministro energético o de la señal. ^c Véase IEC 60079 (todas las partes).			

A.2.5.2 Dispositivos de entrada

Los dispositivos de entrada son, en general, sensores que pueden convertir parámetros del proceso en una señal eléctrica que puede ser monitoreada. Las categorías principales típicas de dispositivos de entrada son las siguientes:

- transmisor: convierte parámetros del proceso, p.ej. la presión, en señales eléctricas proporcionales, típicamente de 4 mA a 20 mA o de 0 V a 10 V (véase IEC 60381-2);
- transductor: convierte parámetros del proceso, p.ej. la presión, en señales eléctricas proporcionales, típicamente de salida no amplificada;
- interruptor: convierte parámetros del proceso, p.ej. la presión, en señales eléctricas proporcionales, típicamente señales eléctricas de encendido-apagado.

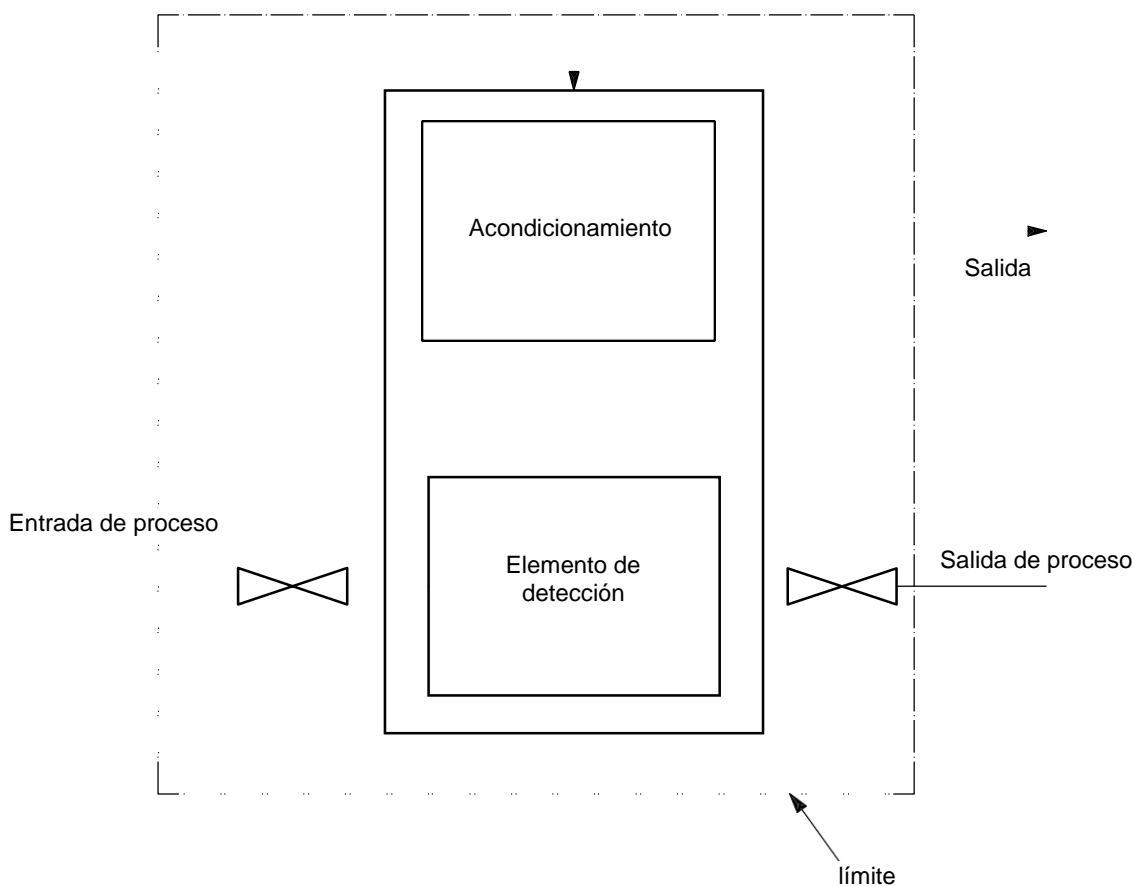
Tabla A.71 — Clasificación de tipos— Dispositivos de entrada

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Dispositivos de entrada	IP	Presión	PS
		Nivel	LS
		Temperatura	TS
		Flujo	FS

Tabla A.71 (continua)

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Códi
		Velocidad	SP
		Vibración	VI
		Desplazamiento	DI
		Analizador	AN
		Peso	WE
		Corrosión	CO
		Interruptor de límite	LP
		Encendido/apagado (botón)	PB
		Otros	OT

Suministro de energía



NOTA Este diagrama de límites no es aplicable para los interruptores y botones.

Figura A.25 — Definición de límites — Dispositivos de entrada

Tabla A.72 — Subdivisión de equipos — Dispositivos de entrada

Equipo	Dispositivos	
Sub-unidad	Sensor y equipos electrónicos	Varios
Ítems mantenibles	Elemento de detección	Cableado
	Acondicionamiento (electrónico)	Tuberías
		Otros

Tabla A.73 — Datos específicos al equipo— Dispositivos de entrada

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Características funcionales			
Ubicación de instalación	Dónde está instalado	Piso de perforación, boca de pozo, proceso, auxiliar, procesamiento de lodo, generación de potencia, suministro, sala de control, sala auxiliar, alojamientos	Alta
Aplicación	Dónde se aplica	Control de proceso, parada de emergencia, detención del proceso, reducción de presión, bypass, purga, monitoreo, combinado	Alta
Corrosividad/erosividad de fluido/gas	Clasificar según lo establecido en la nota de pie ^a	Benigno, moderado, severo	Mediana
Características del ítem			
Categoría	Categoría principal	Transmisor, transductor, interruptor, botón	Alta
Principio de detección	Aplicable sólo para los sensores de presión	Extensómetro adherido, semiconductor, extensómetro, piezoeléctrica, electromecánica, capacitancia, reluctancia, alambre oscilante	Alta
	Aplicable sólo para los sensores de nivel	Celda de presión diferencial, capacitancia, conductiva, desplazamiento, diafragma, sónica, óptica, microondas, frecuencia de radio, nuclear	Alta
	Aplicable sólo para los sensores de temperatura	Detector de temperatura de resistencia (PT), termocupla, tubo capilar	Alta
	Aplicable sólo para los sensores de flujo	Desplazamiento, carga diferencial (cerrado, conducto/tubo, canal abierto), velocidad, masa	Alta
	Insertar tipos aplicables según sea relevante (ej. velocidad, vibración)	A definirse por el usuario según sea necesario	Alta
Voto de sensores, k de Y (según sea relevante)	Por lo menos k del número total, Y , de sensores deberá emitir la señal para activar el control/acción de seguridad. k y Y deben ser ingresados; si no existe voto, dejar en blanco.	$k = "xx"$ (número entero) $Y = "yy"$ (número entero)	Baja
Tolerancia de fallas	Respuesta a falla	Sí/No	Alta
Comunicación del detector	Tipo	Convencional, direccionable (unidireccional), inteligente	Mediana
Autodiagnóstico	Grado de autodiagnóstico	Sin autodiagnóstico, prueba de lazo automático, diagnóstico integrado,	Alta
Tipo de protección	Categoría de clasificación de explosión, p.ej. Ex(d), Ex(e) ^b	Ex(d), Ex(e), Ex(i), Ninguno	Baja

a	Benigno (flúidos límpios, p.ej. aire, agua, nitrógeno). Corrosión/abrasion moderada (petróleo/gas no no definido como severo, agua de mar, partículas escasas). Corrosión/erosión severa [petróleo/gas ácido (alto en H ₂ S), alto contenido de CO ₂ , alto contenido de arena].
b	Véase IEC 60079 (todas las partes).

A.2.5.3 Unidades de lógica de control

Tabla A.74 — Clasificación de tipos— Unidades de lógica de control

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Unidades de lógica de control	CL	Controlador de lógica programable (PLC)	LC
		Computador	PC
		Unidad de control distribuido	DC
		Relé	RL
		Estado sólido	SS
		Controlador de lazo simple	SL
		Controlador de automatización programable (PAC)	PA

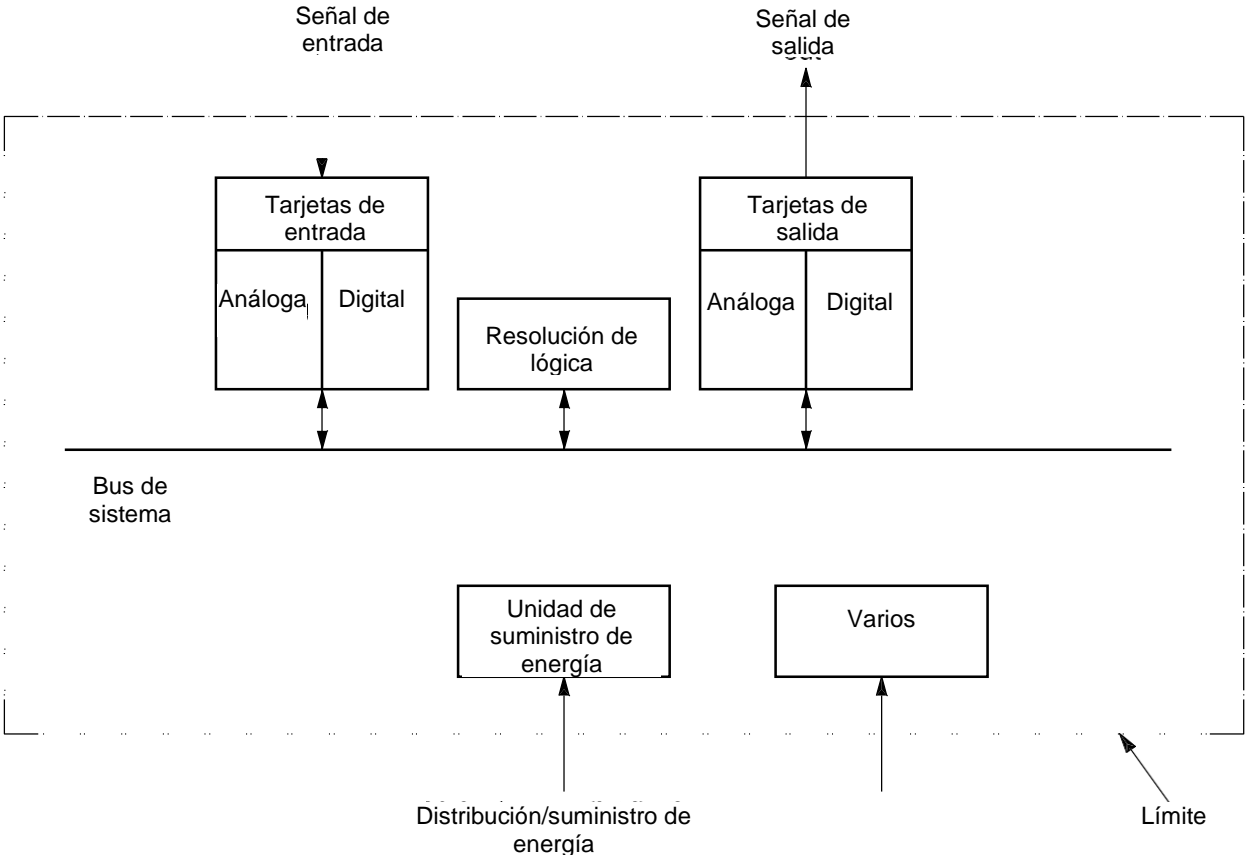


Figura A.26 — Definición de límites — Unidades de lógica de control

Tabla A.75 — Subdivisión de equipos — Unidades de lógica de control

Equipo	Unidades de lógica de control							
Sub-unidad	Tarjetas de entrada análogas	Tarjetas de entrada digitales	Tarjetas de salida análogas	Tarjetas de salida digitales	Resolución de lógica	Bus de sistema	Suministro de potencia	Varios
Ítems mantenibles	Tarjeta de entrada Unidad de conexiones	Tarjeta de entrada Unidad de conexiones (Cableado X)	Tarjeta de salida Unidad de conexiones (Cableado X) Relé	Tarjeta de salida Unidad de conexiones (Cableado X) Relé	Unidad Procesadora Central (CPU) Memoria de acceso aleatorio (RAM) Software de vigilancia/diagnóstico	Sin sub-divisiones	Sin sub-divisiones	Barreras galvánicas Otros

Tabla A.76 — Datos específicos al equipo— Unidades de lógica de control

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Aplicación – lógica de control	Dónde se utiliza	Centralizada, distribuida, interfaz entre hombre y máquina	Mediana
Configuración de redundancia de CLU	Especificar si hay unidades de lógica de control (CLUs) redundantes instaladas	Sí/No	Baja
Autodiagnóstico	Grado de autodiagnóstico	Sin autodiagnóstico, prueba de lazo automático, diagnóstico integrado,	Alta
Tolerancia de fallas	Respuesta a falla	Sí/No	Alta

A.2.5.4 Válvulas

NOTA La clasificación taxonómica de la tabla [Tabla A.77](#) no considera las válvulas utilizadas para propósitos específicos en el sector de exploración y producción, tales como las válvulas submarinas y las válvulas utilizadas en pozos. Estas válvulas están cubiertas en las sub-clausulas específicas del [Anexo A](#) para este tipo de equipo. Sin embargo, las válvulas de boca de pozo y los “árboles de navidad” (secos) se consideran como válvulas en tierra.

Tabla A.77 — Clasificación de tipos— Válvulas

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Válvulas	VA	Bola	BA
		Compuerta	GA
		Globo	GL
		Mariposa	BP
		Bujía	PG
		Aguja	NE
		Retención	CH
		Diafragma	DI
NOTA 1 Las válvulas de piloto generalmente son componentes no categorizados que se utilizan para fines de autorregulación. Las válvulas solenoides PSV generalmente son una subcategoría de la categoría de válvulas utilizada para todos los ESD/PSD. Las válvulas de descarga de escape rápido son válvulas específicas que se utilizan si se requiere una respuesta rápida. (ej. función HIPPS). Las válvulas de alivio normalmente son válvulas PSV.			
NOTA 2 Las válvulas de un tipo específico no definido en esta table deben tener el código de OH (Otros) con un comentario que especifique la descripción del tipo de equipo. Ejemplo: Válvulas de diluvio tipo clapeta o elastómero).			

Tabla A.77 (continua)

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
		Charnela	FL
		Múltiple orificio	MO
		Tridireccional	WA
		PSV-convencional	SC
		PSV-convencional con fuelle	SB
		PSV-operado por piloto	SP
		PSV-alivio de vacío	SV
		Jaula	PC
		Manga externa	ES
		Disco	DC
		Flujo axial	AF
		Pinza	PI
		Otros	OH
NOTA 1 Las válvulas de piloto generalmente son componentes no categorizados que se utilizan para fines de autoregulación. Las válvulas solenoides PSV generalmente son una subcategoría de la categoría de válvulas utilizada para todos los ESD/PSD. Las válvulas de descarga de escape rápido son válvulas específicas que se utilizan si se requiere una respuesta rápida. (ej. función HIPPS). Las válvulas de alivio normalmente son válvulas PSV.			
NOTA 2 Las válvulas de un tipo específico no definido en esta table deben tener el código de OH (Otros) con un comentario que especifique la descripción del tipo de equipo. Ejemplo: Válvulas de diluvio tipo clapeta o elastomero).			

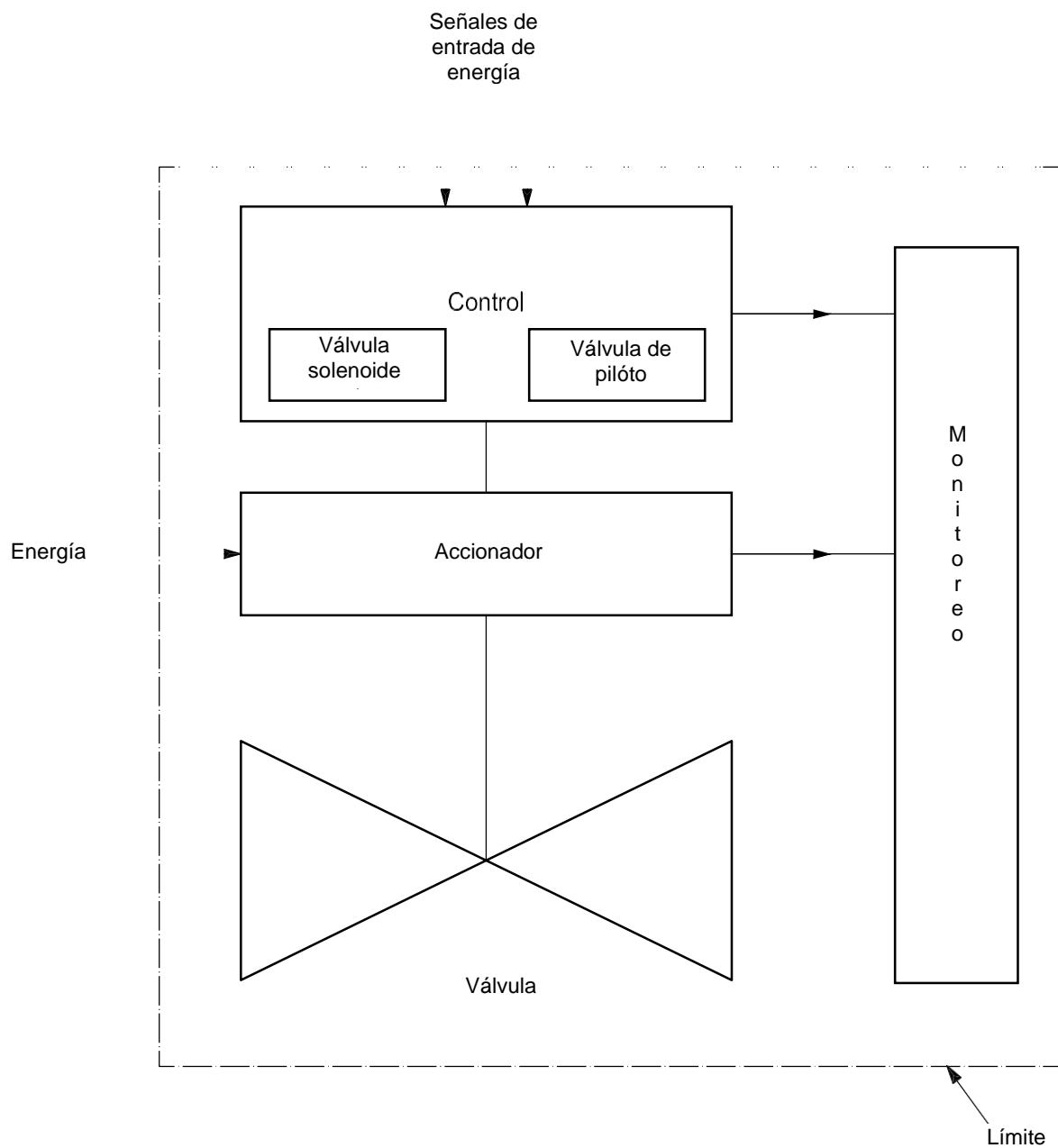


Figura A.27 — Definición de límites — Válvulas

Tabla A.78 — Subdivisión de equipos — Válvulas

Equipo	Válvulas			
Sub-unidad	Válvulas	Accionado	Control y monitoreo ^a	Varios
Ítems mantenibles	Cuerpo de la válvula	Diafragma	Cableado	Acumulador
	Bonete	Resorte	Indicador	Otros
	Uniones embridadas	Carcasa	Instrumento, general	
	Anillos del asiento	Pistón	Instrumento, posición	
	Empaquetadura/ sello de vapor	Vástago	Monitoreo	
	Sellos	Sellos/uniones	Válvula solenoide	
	Obturador	Motor eléctrico ^b	Válvula de piloto ^c	
	Vástago	Engranaje	Válvula de descarga rápida	
		Tope de movimiento	Suministro de energía interna	
			Interruptor de límite	
^a No aplicable a todas las categorías de válvulas.				
^b Sólo accionador eléctrico-motor.				
^c Aplicable solo para las válvulas de accionamiento hidráulico/neumático.				

Tabla A.79 — Datos específicos al equipo— Válvulas

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Función principal	Categoría funcional principal	Control de flujo, encendido/apagado, antirretorno, alivio, control de instrumento o hidráulico	Alta
Aplicación	Especificar función en el proceso	Anillo (Árbol de navidad), purga, bypass, inyección, X-over, diluvio, ESD, ESD/PSD, PSD, HIPPS, suaveo, ala, alivio, control, regulación	Alta
Dónde está instalado	Equipo en el que la válvula se encuentra instalada	Boca de pozo, árbol de navidad, línea de flujo en boca de pozo, línea de inyección en boca de pozo, bomba, turbina, generador, separador, intercambiador de calor, tanque, cabezal, motor eléctrico, motor diésel, turboexpansor, perforación, pipeline, procesamiento de lodo, suministros, alojamientos, entrada de aire, tubo de elevación	Alta
Tamaño	Diámetro interno	Milímetros (pulgadas)	Mediana
Fluido manejado	Sólo fluido principal	Aceite, gas, condensado, agua dulce, vapor, agua de mar, petróleo crudo, agua aceitosa, gas residual, gas de combustión, agua/glicol, metanol, nitrógeno, químicos, hidrocarburos combinados, gas/petróleo, gas/condensado, petróleo/agua, gas/petróleo/agua, NGL, LPG, LNG, pulpa, etc.	Alta
Temperatura de fluido	Temperatura de operación de fluido	Grados Celsius	Mediana
Corrosividad /erosividad del fluido	Clasificar según lo establecido en la nota de pie ^a	Benigno, moderado, severo	Mediana
Presión de flujo	Presión normal de operación (entrada)	Pascal (bar)	Mediana

Tabla A.79 (continua)

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Presión de cierre	Presión diferencial máxima cuando la válvula está cerrada (diseño) Para PSVs: punto de ajuste para apertura	Pascal (bar)	Baja
Material de la válvula	Tipo	Acero en carbono (CS), acero inoxidable (SST), dúplex, tipo aleación, compuesto, titanio	Alta
Sello del vástago	Tipo	Caja de empaquetadura, duplex, sello retén, O-ring	Alta
Diseño de asiento	Tipo de diseño de asiento	Asiento blando, asiento metal a metal	Mediana
Principio de accionamiento ^b	Principio de operación del accionamiento	Accionamiento simple, accionamiento doble, accionamiento por presión de línea/proceso, accionamiento gravitacional	Mediana
Accionamiento - apertura	Tipo de fuerza de accionamiento	Eléctrico, hidráulico, neumático, mecánico, (resorte), manual, combinaciones, ninguno	Alta
Accionamiento - cierre	Tipo de fuerza de accionamiento	Eléctrico, hidráulico, neumático, mecánico, (resorte), manual, combinaciones, ninguno	Mediana
Fabricante – mecanismo de accionamiento	Nombre de fabricante de mecanismo de accionamiento	Especificar	Baja
Fabricante – válvula de piloto	Nombre de fabricante de válvula de piloto	Especificar	Baja
Fabricante – válvula solenoide	Nombre de fabricante de válvula solenoide	Especificar	Baja
Configuración de válvula de piloto	Número y configuración (sólo aplicable para las válvulas operadas por piloto)	Especificar, ej $1 \times 3/2$ (= válvula de piloto simple $3/2$), $2 \times 4/3$ (= válvula de piloto doble de $4/3$)	Baja
Principio de seguridad intrínseca válvula de piloto	Principio de seguridad intrínseca	Energizado, no energizado	Baja
Configuración de válvula solenoide	Number and configuration (applicable for solenoid-operated valves only)	Especificar, ej $1 \times 3/2$ (= válvula de piloto simple $3/2$), $2 \times 4/3$ (= válvula de piloto doble de $4/3$)	Baja
Principio de falla segura válvula solenoide	Principio de seguridad intrínseca	Energizado, no energizado	Baja
Posición en caso de falla	Posición de seguridad intrínseca	Fallar abierto, fallar cerrado, fallar en posición actual	Alta
Tipo de regulador	Tipo (sólo aplicable para válvulas de control)	Reducción de ruido, anti-cavitación, multi-etapa, una sola etapa	Alta
Clasificación de filtraciones de la válvula	Especificar según estándar de referencia relevante (ej. para las válvulas que cumplen con las especificaciones API 6D, véase ISO 5208:2015)	ISO 5208:2015, Anexo A, Tabla 4	Alta
^a Benigno (fluidos limpios, p.ej. aire, agua, nitrógeno). Corrosión/erosión moderada (petróleo/gas no definido como severo, agua de mar, partículas escasas). Corrosión/erosión severa [gas/petróleo ácido (Alto en H ₂ S), alto contenido de CO ₂ , alto contenido de arena]. ^b Principio de accionamiento primario: 1 acción simple = fuerza de accionamiento de gas (aire) o fluido hidráulico para abrir o cerrar la válvula; 2 acción doble= fuerza de accionamiento de gas (aire) o fluido hidráulico para abrir y cerrar la válvula; 3 accionamiento por presión de la línea/del proceso, o accionamiento gravitacional = sin accionamiento salvo en casos de accionamiento como respaldo.			

A.2.5.5 Boquillas

Tabla A.80 — Clasificación de tipos— Boquillas

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Boquillas	NO	Diluvio	DN
		Rociador	SR
		Neblina de agua	WM
		Gaseosa	GA

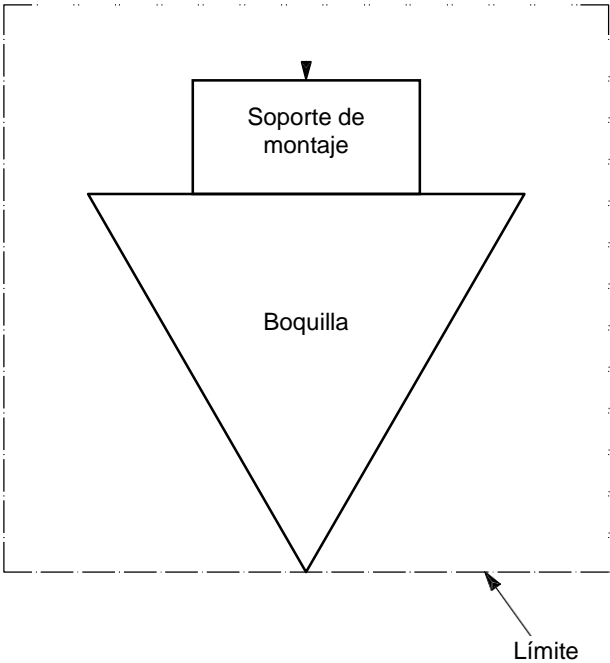


Figura A.28 — Definición de límites — Boquillas

Tabla A.81 — Subdivisión de equipos — Boquillas

Equipo	Boquill		
Sub-unidad	Boquilla	Mounting assembly	Varios
Ítems mantenibles	Bombilla fusible Cuerpo de la boquilla con elementos internos Cabezal de boquilla Recubrimiento protector Pantalla Soldaduras	Conector para montaje Sellos	Otros

Tabla A.82 — Datos específicos al equipo— Boquillas

Name	Description	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Aplicación	En dónde se aplica el proceso	Diluvio, rociador	Alta
Protección contra peligros	Tipo de protección	Eléctrica, explosiones (Ex), aceite de combustión, glycol, gas HC, gas de hidrógeno, lubricantes, metanol, combustibles, radioactividad, gases tóxicos, líquidos tóxicos	Alta
Ubicación en la planta	Dónde se encuentra ubicado en la planta	Entrada de aire, compresor, motor diésel, perforación, motor eléctrico, entrada FW, medición de gases, generador, cabezal, intercambiador de calor, alojamientos, procesamiento de lodo, estación pigging, oleoducto, bomba, separador, turbina, suministro, tanque, línea de flujo en boca de pozo, línea de inyección en boca de pozo, árbol de navidad	Alta
Material de boquilla	Especificar	Brass, chrome-plated, electrode-less nickel-plated, lead-coated, stainless steel	Alta
Largo de boquilla	Especificar	Milímetros	Alta
Ancho de boquilla	Especificar	Milímetros	Alta
Categoría de instalación	Cómo está instalado	Oculto, horizontal en muro lateral, colgante, empotrado, vertical en muro lateral	Baja
Fluido manejado	Sólo fluido principal	Agua potable, agua de mar, Inergen, CO ₂	Mediana
Corrosión/erosión del fluido	Clasificar según lo establecido en la nota de pie ^a	Benigna, moderada, severa	Mediana
Temperatura de descarga	En condiciones de operación	Grados Celsius	Baja
Presión de flujo	Especificar	Pascal (bar)	Mediana
Tasa de flujo	Especificar	Litros por minuto	Mediana
Presión de cerrado	Presión diferencial máxima cuando la válvula está cerrada (diseño) Para PSVs: punto de ajuste para apertura	Pascal (bar)	Baja
Temperatura de fluido	Especificar	Grados Celsius	Baja
Tamaño de conexión	Especificar	Milímetros (inches)	Alta
Tipo de extremo de boquilla	Especificar	Brida apernada, brida con abrazadera, atornillado, soldado	Mediana
Ángulo de rociado	Especificar	Grados	Mediana
Tipo de rociado	Especificar	Gotas, neblina	Mediana
Accionamiento	Especificar	Bombilla fusible, soldaduras, externo	Mediana
Pantalla de boquillas	Instalada o no	Sí/No	Baja
^a Benigno (fluidos limpios, p.ej. aire, agua, nitrógeno). Corrosión/erosión moderada (petróleo/gas no definido como severo, agua de mar, partículas escasas). Corrosión/erosión severa [gas/petróleo ácido (Alto en H ₂ S), alto contenido de CO ₂ , alto contenido de arena].			

A.2.5.6 Botes salvavidas

Los botes salvavidas consideran los botes montados en instalaciones marítimas de producción de petróleo y gas y plataformas de perforación. Cabe destacar que este Estándar Internacional no aborda los botes salvavidas para las zonas árticas.

Los equipos técnicos de buceo dentro de los botes salvavidas hiperbáricos autopropulsados no están cubiertos por este Estándar Internacional, sino por NORSOK U-100:2015.

Es importante observar que existen dos tipos de bote salvavida de caída libre: de caída y correderas.

Tabla A.83 — Clasificación de tipos— Botes salvavidas

Clase de equipo - Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Botes salvavidas	LB	Caída libre	FF
		Lanzamiento Davit	DL

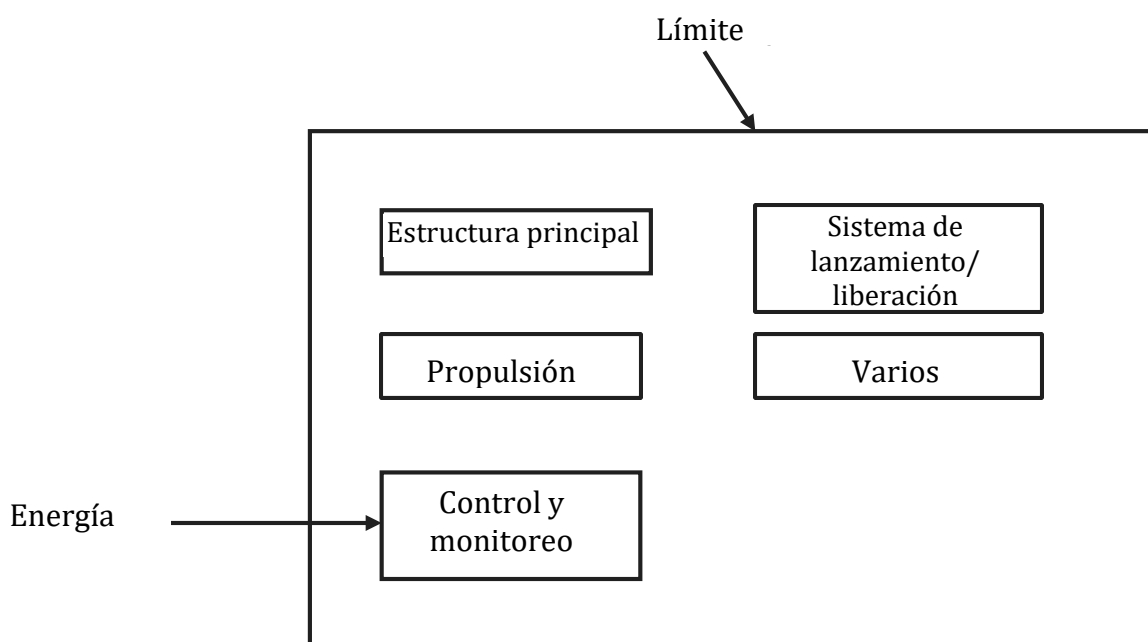


Figura A.29 — Definición de límites — Botes salvavidas

Tabla A.84 — Subdivisión de equipos — Botes salvavidas

Equipo	Botes salvavidas				
Sub-unidad	Estructura principal	Propulsión	Control y monitoreo	Lanzamiento/ liberación ^a	Varios
Ítems mantenibles	Casco de bote Forrado interior Superestructura Asientos/cinturones de seguridad Acoplamiento de engancho para levantamiento/ liberación Tanques ^b Puertas/ compuertas	Motor Caja de engranaje/ transmisión Eje de hélice Hélice Boquilla de pilotaje Sistema de pilotaje Chorro de agua ^c	Regulador de aire Panel de control ^d Gancho de liberación de bote salvavidas Panel de liberación de bote salvavidas Sistema de enclavamiento hidroestático ^e Interruptores de límite ^f	Estructura Davit Polea/engranaje/ motor Davit Cable Davit Polea Davit HPU Panel de control Davit Sistema hidráulico ^g Cadenas Cables colgantes Ensable corredero ^h	Sistemas de comunicación Sistema eléctrico incl. luces y navegación Bomba/tuberías/ boquillas de diluvio Cilindro de aire Cargador de batería Bomba de sentina Equipos de emergencia ⁱ
^a Estos ítems mantenibles están ubicados en la instalación central (ej. plataforma y FSPO). Nótese que alguno de estos ítems no aplican a todos los tipos de botes salvavidas (ref Tabla A.83). Este sistema también cubre la recuperación del bote salvavidas una vez lanzado. ^b Los tanques incluyen tanques de combustible y agua y otros compartimientos de diferentes materiales (ej. GRP). ^c El chorro de agua se utiliza poco para los botes salvavidas, pero es más común para los botes de rescate de personas (MOB). ^d Esto es el panel de control a bordo del bote salvavidas. ^e Esto aplica solamente a botes salvavidas con sistema de lanzamiento Davit, ^f El interruptor de límite se encuentra físicamente ubicado como parte del sistema de lanzamiento/liberación en la instalación central. ^g El sistema hidráulico incluye los cilindros. ^h Agregado para cubrir aquellos botes salvavidas de caída libre que utilizan un sistema corredero y no caerán directamente hacia abajo. ⁱ Los equipos de emergencia incluyen caja de primeros auxilios, agua y comida.					

Tabla A.85 — Datos específicos al equipo— Botes salvavidas

Nombre	Descripción	Unidad o lista de	Prioridad
Liberación automática	Liberación automática de gancho de bote salvavidas	No, Sí	Mediana
Capacidad de aire de respiración	Capacidad de aire	Minutos	Mediana
Sistema de aire de respiración	¿Sistema de aire?	No, Sí	Alta
Capacidad de personal	Capacidad de personal (contar)	Cada uno	Alta
Sistema de rociadores	¿Sistema de rociadores?	No, Sí	Alta
Clasificación de velocidad nautical	Clasificación de velocidad	Nudos de velocidad	Mediana
Altura de instalación de botes salvavidas de caída libre	Altura desde el nivel del mar	M	Alta

A.2.6 Equipos submarinos

A.2.6.1 Equipos submarinos de control de producción

Tabla A.86 — Clasificación de tipos— Equipos submarinos de control de producción

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Códi
Equipos submarinos de control de producción	CS	Directo hidráulico	DH
		Directo electro-hidráulico	EH
		Multiplexado electro-hidráulico	MX
		Hidráulico - piloto discreto	PH
		Hidráulico – piloto secuencial	SH
		Hidráulico - telemétrico	TH

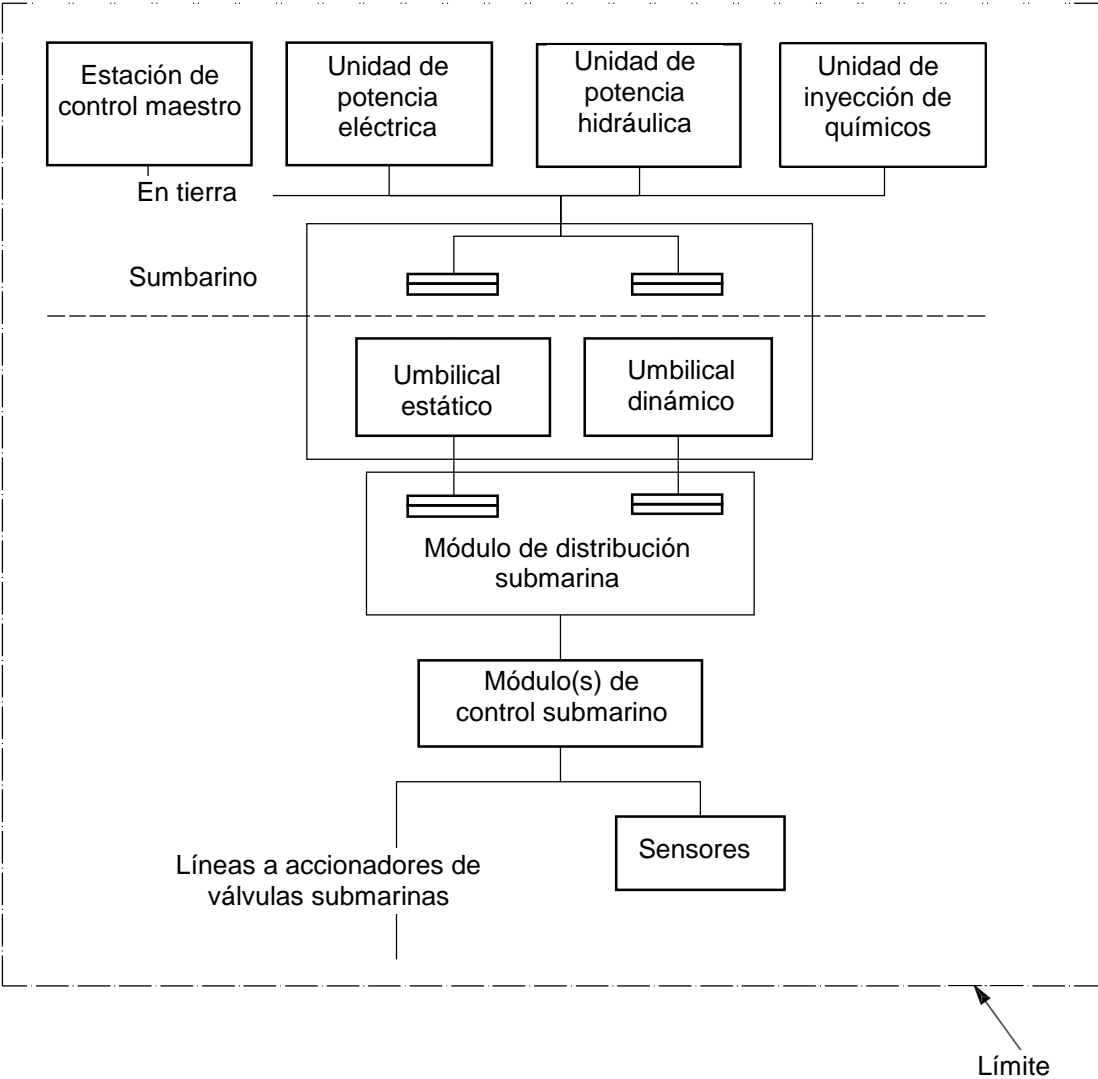


Figura A.30 — Definición de límites — Equipos submarinos de control de producción

Tabla A.87 — Subdivisión de equipos — Equipos submarinos de control de producción

Equipo	Equipos submarinos de control de producción								
Sub-unidad	Inyección de químicos (en tierra)	Umbilical dinámico	Umbilical estático	Unidad de potencia eléctrica (en tierra)	Unidad de potencia hidráulica (en tierra)	Control maestro (en tierra)	Módulo de control submarino ^f	Módulo de distribución submarina ^b	Sensores ^a
Ítems mantenibles	Sin desglose	Collar de manguera Dispositivo de flotación Línea hidráulica/ de químicos Sello de tubo J/I Línea de energía/ señal LV Línea fibra óptica Manga/ blindaje Estabilizador Compensadores de tensión y movimiento Unidad de terminación de umbilical en tierra (TUTU)	Collar de manguera Línea hidráulica/ de químicos Línea de alimentación/ señal LV Línea fibra óptica ⁱ Manga/ blindaje Unidad de terminación de umbilical marítima (SUTU) Unidad de terminación de umbilical en tierra (TUTU)	Sin desglose	Sin desglose	Sin desglose	Acumulador submarino Placa base de módulo Acoplamiento de inyección de químicos Conector fibra óptica ^d Filtro Acoplamiento hidráulico Conector de alimentación/ señal LV ^c Módulo electrónico submarino ^e Valvula de Control Direccional (DCV) IWIS ^g	Acumulador submarino Panel de bypass de equipos submarinos Acoplamiento de inyección de químicos Conector fibra óptica ^d Puente fibra óptica ⁱ Manguera Línea hidráulica/ de químicos Acoplamiento hidráulico Tuberías Conector de energía/ señal LV ^c Puente de alimentación/ señal LV Cableado submarino IWIS ^g	Flujo Filtración Nivel Posición Combinado: presión y temperature Presión Temperatura Arena Vibración
^a Los sensores dentro de la sub-unidad “modulo de control de equipos submarinos” no deben ser mezclados con los sensores externos en otros equipos submarinos. ^b Los SUTU pueden ser de diferentes tipos, p.ej. UTA (Ensamble de Terminación Umbilical) o UTH (Cabezal de Terminación Umbilical), dependiendo de la filosofía de conexión. ^c Los “conectores de alimentación/señal LV” en SCM (o Módulo de distribución de equipos submarinos; SDM) pueden incluir penetradores, los cuales serían del tipo de penetrador “Penetrador de alimentación/señal LV”. Por lo tanto, los “Conectores de alimentación/señal LV” son de baja voltaje (hasta 1kV). Estos conectores pueden ser de tipo seco o humedo. ^d Los conectores de fibra óptica pueden incluir penetradores en el SCM o SDM, los cuales serían del tipo Penetradores de fibra óptica. ^e El modulo eléctrico submarine (SEM) dentro del SCM puede incluir penetradores los cuales serían del tipo Penetradores eléctricos (instrumento/señal) o Penetradores ópticos. El suministro de energía se considera como parte del SEM. Nótese también que además de los penetradores, el SEM contiene otros componentes electrónicos y mecánicos. ^f Un penetrador que se define como una “conexión permanente a través de un mamparo” puede ser identificado como ítem mantenible separado para los propósitos de recolección y/o estimación de datos. ^g La(s) tarjeta(s) de Estándar de Interfaz Inteligente para Pozos (IWIS) puede ser ubicada dentro del SCM en un contenedor separado, o puede formar parte del SEM, o puede ser un modulo externo separado del SCM. ^h La conexión entre unidades dinámicas y estáticas, denominada SUTU, también puede ser un punto de transición.									

Tabla A.88 — Datos específicos al equipo— Equipos submarinos de control de producción

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
No. Identificación de pozo	Descripción de operador	Número o nombre	Alta
Aplicación	Dónde se utiliza	HIPPS, manifold, SSIV, bomba, boca de pozo, árbol de navidad, multipropósito	Mediana
Tipo de fluido de control	—	Base aceite, base agua	Mediana
Tipo de sistema de control	—	Cerrado, abierto	Mediana
Redundancia	—	Sí/no	Mediana

Tabla A.88 (continua)

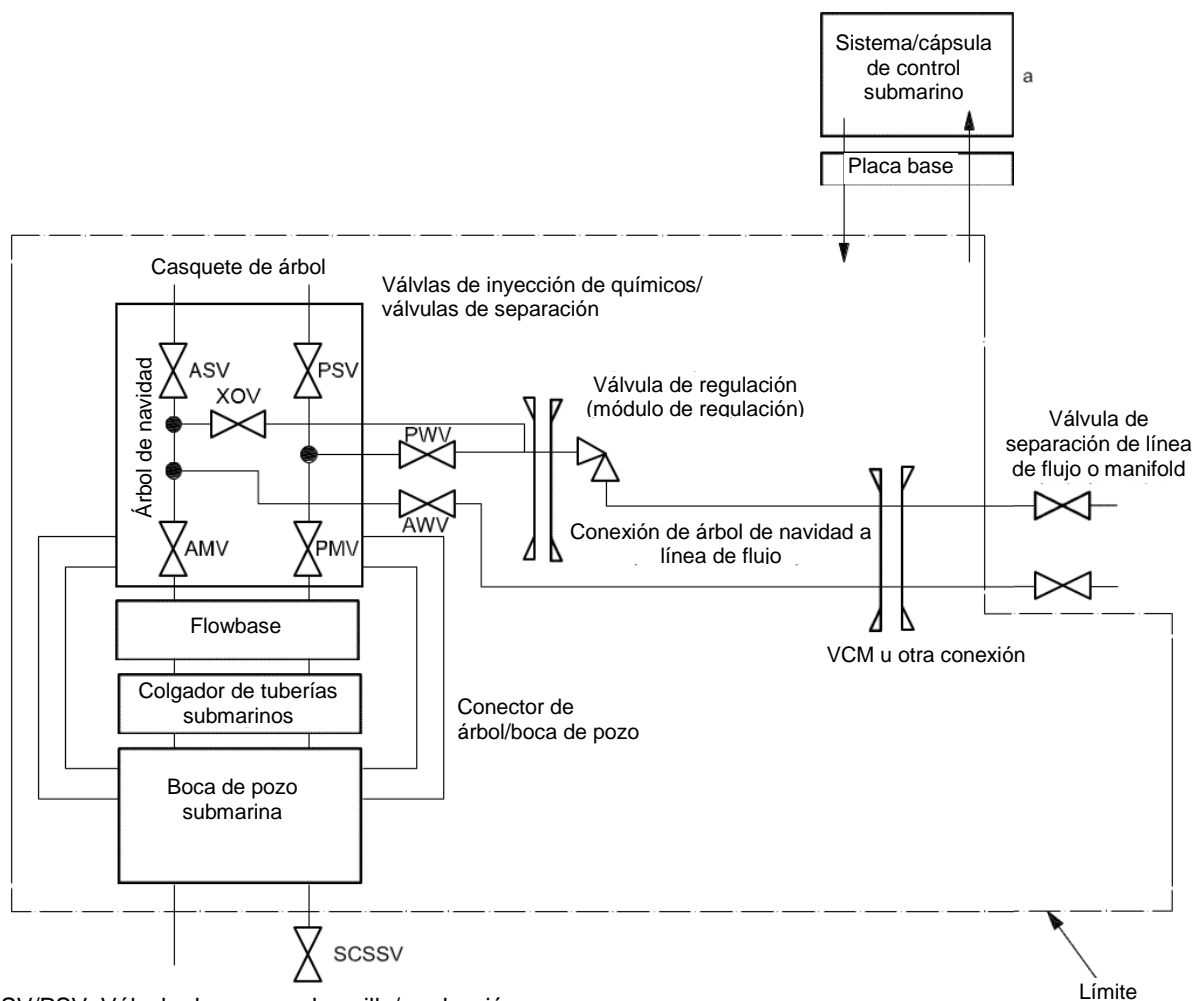
Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Fabricante	Especificar	Texto libre	Alta
Tipo de modelo	Especificar	Texto libre	Baja
Pozos multilaterales	—	Sí/no	Baja

A.2.6.2 Boca de pozo submarina y árboles de navidad

NOTA Aplica solamente a los árboles de navidad submarinos (húmedos). El árbol de navidad de superficie (seco) se encuentra descrito en A.2.7.7.

Tabla A.89 — Clasificación de tipos—Boca de pozo submarina y árboles de navidad

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Boca de pozo submarino y árboles de navidad	XT	Vertical	VX
		Horizontal	HX



ASV/PSV: Válvula de suavado de anillo/producción
AMV/PMV: Válvula maestra de anillo/producción
AWV/PWV: Válvula de ala de anillo/producción
XOV: Válvula de transferencia
SCSSV: Válvula de seguridad submarina controlada en superficie

^a Sensores montados en el árbol de Navidad submarino, cubiertos por sub-unidad sensores en [Tabla A.87](#).

Figura A.31 — Definición de límites —boca de pozo submarina y árboles de Navidad

Tabla A.90 — Subdivisión de equipos — Bocas de pozo submarinas y árboles de Navidad

Equipo	Bocas de pozo submarinas y árboles de Navidad					
Sub-unidad	Boca de pozo submarina	Árbol de Navidad submarino	Colgador de tuberías	Base de flujo	Módulo de control de flujo ^a	Módulo de conexión vertical (VCM)
Ítems mantenibles	Base guía permanente (PGB) Base guía temporal (TGB) Carcasa del conductor Carcasa de boca de pozo (carcasa de alta presión) Montaje carcasa Ensamblajes de sellado de anillo (pack-offs)	Acoplamiento de inyección de químicos Bobina de flujo Tuberías (rígidas) Casquete de alta presión Mangueras (flexibles) Casquete contra escombros Armazón del árbol de Navidad Conector Bujía de separación interna Válvula de bujía interna del árbol Bujía interna del casquete de árbol Casquete de árbol ^b Válvula de retención Válvula de regulación Válvula de control Otras válvulas Válvula de separación del proceso Válvula de separación de suministros Válvula de acondicionamiento	Acoplamiento de inyección de químicos Acoplamiento hidráulico Conector de alimentación/señal LV ^d Cuerpo de colgador de tuberías Bujía de separación de colgador de tuberías	Armazón Eje/mandril ^c Válvula de retención Válvula de separación de proceso Válvula de separación de suministros	Acoplamiento de inyección de químicos Conector Lazo de flujo Armazón Mangueras Conector hidráulico Tuberías Válvula de retención Válvula de regulación Válvula de control	Conector VCM Válvula y accionador Sistema de control y compensación Conector giratorio Embudo Sistema de anulación del panel ROV Panel ROV
^a También puede ser diseñado como un módulo de regulación. ^b El casquete del árbol, el cual puede ser remplazado de manera independiente, también puede ser considerado como sub-unidad del árbol de Navidad. ^c También puede denominarse mandril de línea de flujo, y puede ser considerado como sub-unidad del árbol de Navidad. ^d Tener cuidado en general con respecto a los sensores y el interfaz entre el colgador de tuberías y el sistema de control en el pozo.						

Tabla A.91 — Datos específicos al equipo—Boca de pozo submarina y árboles de Navidad

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Número de identificación de pozo	Descripción de operador	Número o nombre	Alta
Guía de instalación/recuperación	Con/sin línea de guía, asistido por buzo, instalación sin buzo	Con línea de guía, sin línea de guía	Alta
Tipo de pozo	Producción, inyección	Producción, inyección	Alta
Tipo de protección	Anti arrastre, atrapamiento, etc.	Atrapamiento, deflexión de arrastre, ninguno	Alta
Profundidad del agua	—	Metros	Alta
Presión de diseño	Clasificación de presión de boca de pozo y árbol de Navidad	Pascal (bar)	Alta
Pozo con levantamiento	Tipo de levantamiento artificial en	Gas, ESP, PCP, ninguno	Alta
Número de conectores	Número de líneas conectadas al árbol	Número	Baja
^a Benigno (fluidos limpios sin efecto de corrosión). Dulce [Corrosión/erosión moderada (petróleo/gas no definido como severo, agua de mar, partículas escasas)]. Ácido [Corrosión/erosión severa [gas/petróleo ácido (Alto en H2S), alto contenido de CO2, alto contenido de arena]].			

Tabla A.91 (continua)

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Principio de control	Define el principio de control para las funciones y accionadores del árbol de navidad	—	Baja
Pigable	Especificar si es pigable o no	Sí/no	Baja
Tamaño de árbol	Dimensiones y masa	Metros, kilogramas	Baja
Sistema de suspensión de línea de lodo	Define si existe un sistema de suspensión de línea de lodo	Sí/no	Baja
Pozo multilateral	Definir	Sí/no	Baja
Tasa de flujo de pozo	Tasa de flujo representativa del pozo (producción o inyección)	Especificar	Mediana
Fluido producido/inyectado	Sólo fluido principal: petróleo, gas, condensado, agua de inyección	Petróleo, gas, condensado, agua de inyección, petróleo y gas, gas y condensado, petróleo/gas/agua, CO ₂ , gas y agua, agua generada	Alta
Corrosión de fluido	Clasificar según lo establecido en la nota de pie ^a	Neutral, dulce, ácido	Alta
Erosión de fluido	Grado de erosión del fluido en el pozo	Benigno, limpio, moderado, severo, desconocido	Mediana
Aplicación de válvula	Función de válvula de árbol de navidad	Anillo maestro (AMV), Anillo suaveo (ASV), Anillo ala (AWV), Inyección ala (I WV), Inyección maestro (IMV), Inyección suaveo (ISV), Producción maestro (PMV), Producción suaveo, Producción ala (PWV), Transferencia (XOV)	Alta
Clase de diseño de válvula	Tipo de diseño de válvula de árbol de navidad	Bola, Mariposa, Diafragma, Compuerta doble, Charnela, Compuerta, Aguja, Pistón, Husillo, Oscilante	Alta
Accionamiento de válvula	Clasificar	Hidráulico, Eléctrico, Manual	Mediana
Asfaltenos	Especificar	Sí/no	Baja
Generación de sólidos	Especificar	Sí/no	Baja
Generación de cera	Especificar	Sí/no	Baja
Generación de hidratos	Especificar	Sí/no	Baja
Generación de arena	Especificar	Sí/no	Baja

^a Benigno (fluidos limpios sin efecto de corrosión).
Dulce [Corrosión/erosión moderada (petróleo/gas no definido como severo, agua de mar, partículas escasas)].
Ácido [Corrosión/erosión severa [gas/petróleo ácido (Alto en H₂S), alto contenido de CO₂, alto contenido de arena]].

A.2.6.3 Tubos de elevación

Nótese que la clase de equipo Tubos de elevación de árbol de navidad en seco (ej. para tubo de elevación de terminación de pozos en seco en caso de TLP y SPAR) se enumeran como clase de equipo separado en la [Tabla A.4](#), y no está cubierta por la clase de equipo Tubos de elevación en A.2.6.3.

Tabla A.92 — Clasificación de tipos— Tubos de elevación

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Tubos de elevación	PR	Rígidos	RI
		Flexibles	FL

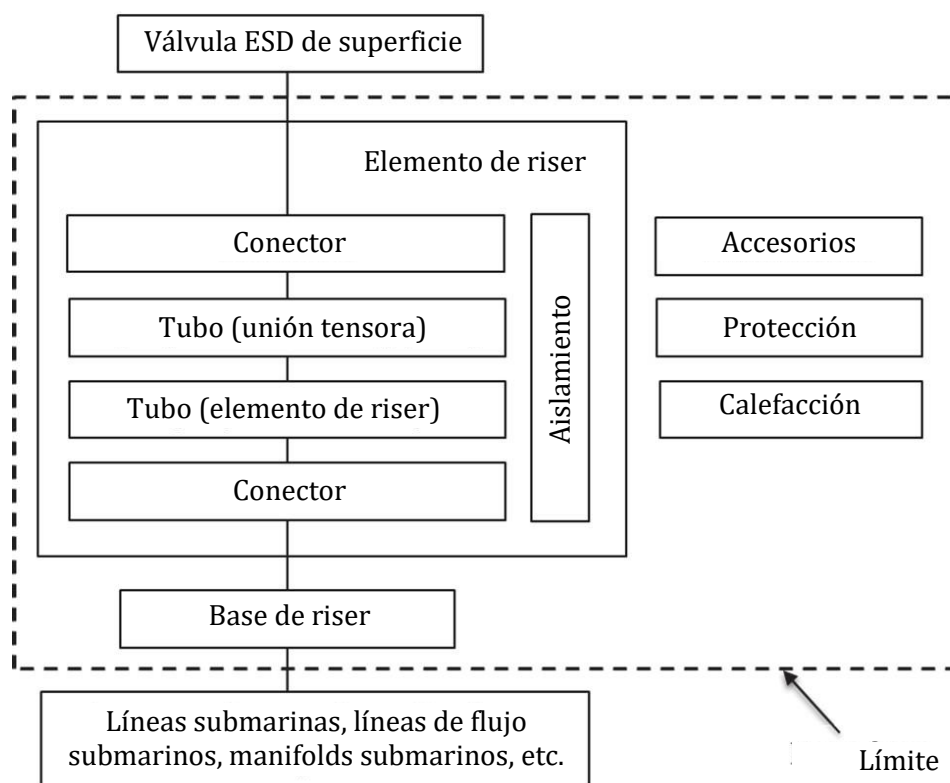


Figura A.32 — Definición de límites — Tubos de elevación

Tabla A.93 — Subdivisión de equipos — Tubos de elevación

Equipo	Tub				
Sub-unidad	Tubo de elevación	Base de tubo de elevación	Calefacción	Protección	Accesorios
Ítems mantenibles	Conector Aislamiento Tubo	Levantamiento con gas Estructura Válvula de proceso Válvula de separación	Sección en tierra Sección submarina	Ánodo Recubrimiento externo	Collar Dispositivo de flotación Sello de tubo J/I Equipos estabilizadores y de guía Equipos de compensación de tensión y movimiento

Tabla A.94 — Datos específicos al equipo — Tubos de elevación

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Número de identificación de pozo	Descripción de operador	Número o nombre	Alta
Aplicación	Tipo de plataforma	Fijo, flotante, buoya	Mediana
Largo de tubo de	—	Metros	Alta
Presión de trabajo	—	Pascal (bar)	Mediana

^a Benigno (flúidos limpios sin efecto de corrosión).
Dulce [Corrosión/erosión moderada (petróleo/gas no definido como severo, agua de mar, partículas escasas)].
Ácido {Corrosión/erosión severa [gas/petróleo ácido (Alto en H₂S), alto contenido de CO₂, alto contenido de arena]}.

Nótese que de acuerdo a ISO/TR 12489:2013, 3.6.4 SSIV puede ser una válvula con accionador (ej. válvula submarina con control remoto) o una válvula sin accionador (ej. válvula de retención submarina). El sistema de control para las válvulas de la base del tubo de elevación submarino forma parte de la clase de equipo "Equipos submarinos de control de producción", p.ej. umbilical dinámico y módulo de control submarino, además de equipos de control en superficie (véase A.2.6.1).

Tabla A.94 (continua)

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Recubrimiento	Externo e interno	Especificar	Baja
Agente anticorrosivo	—	Sí/no	Baja
Temperatura	Valor de diseño	Grados Celsius	Baja
Fabricante	Especificar	—	Alta
Levantamiento de gas	Si instalada o no	Sí/no	Baja
Diámetro de tubo	—	Milímetros	Mediana
Material de tubo	Especificar	Acero, compuesto, titanio, revestido/recubierto	Mediana
Protección, corrosión	Especificar	Activo, pasivo	Mediana
Protección, mecánica	Especificar	Tubo I, tubo J, penetración de tubo de elevación	Mediana
Configuración de tubo de elevación	Especificar	Colgante, S perezosa, ondulada, onda flexible, S pronunciada, onda pronunciada	Mediana
Espesor de paredes	Especificar	Milímetros	Baja
Fluido transportado	Sólo fluido principal: petróleo, gas, condensado, agua de inyección	Petróleo, gas, condensado, agua de inyección, petróleo y gas, gas and condensado, petróleo/gas/agua, CO ₂ , gas y agua, agua generada	Alta
Corrosión de fluido	Clasificar según nota de pie ^a	Neutral, dulce, ácido	Alta
Asfaltenos	Especificar	Sí/no	Baja
Generación de sólidos	Especificar	Sí/no	Baja
Generación de cera	Especificar	Sí/no	Baja
Generación de hidratos	Especificar	Sí/no	Baja
Producción de arena	Especificar	Sí/no	Baja
Aplicación de válvula	Función de válvula en base de tubo de elevación	Aislamiento de tubo, SSIV ^b , HIPPS	Alta
Clase de diseño de válvula	Tipo de diseño de válvula en base de tubo de elevación	Bola con entrada lateral, bola con entrada superior, compuerta de expansión doble (DEG), compuerta tipo placa, compuerta tipo cuña, retención	Alta

^a Benigno (fluidos limpios sin efecto de corrosión).
Dulce [Corrosión/erosión moderada (petróleo/gas no definido como severo, agua de mar, partículas escasas)].
Ácido [Corrosión/erosión severa [gas/petróleo ácido (Alto en H₂S), alto contenido de CO₂, alto contenido de arena]].

Nótese que de acuerdo a ISO/TR 12489:2013, 3.6.4 SSIV puede ser una válvula con accionador (ej. válvula submarina con control remoto) o una válvula sin accionador (ej. válvula de retención submarina). El sistema de control para las válvulas de la base del tubo de elevación submarino forma parte de la clase de equipo "Equipos submarinos de control de producción", p.ej. umbilical dinámico y módulo de control submarino, además de equipos de control en superficie (véase A.2.6.1).

A.2.6.4 Bombas submarinas

Tabla A.95 — Clasificación de tipos— Bombas submarinas

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Bombas submarinas	SP	Centrífugas	CE
		Recíprocas	RE
		Rotatorias	RO

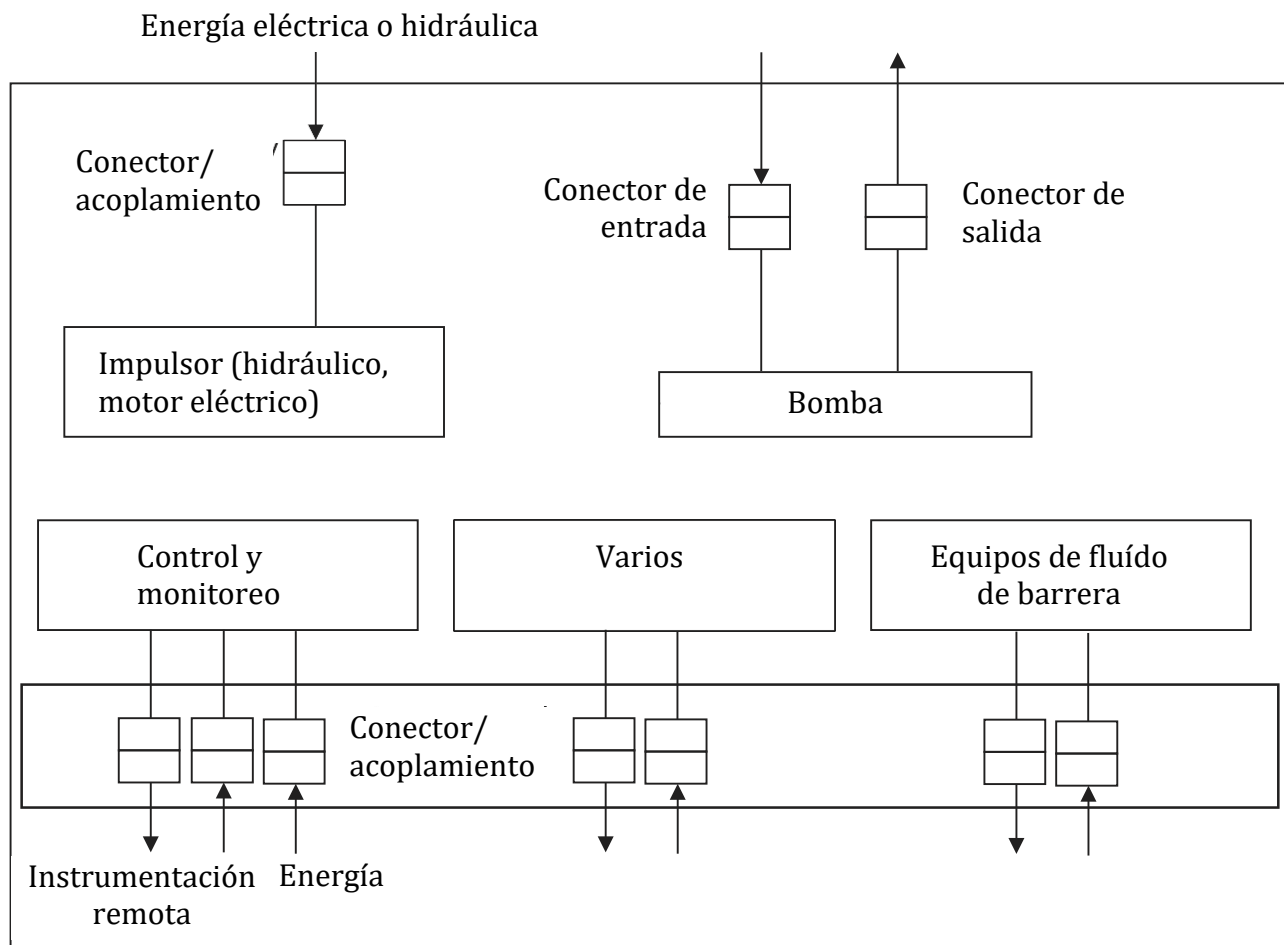


Figura A.33 — Definición de límites — Bombas submarinas

Tabla A.96 — Subdivisión de equipos — Bombas submarinas

Equipo	Bombas submarinas ^a				
Sub-unidad	Bomba	Motor eléctrico	Fluido de barrera b, c	Control y monitoreo	Varios
Ítems mantenibles	Rodamiento radial	Rodamiento radial	Acumulador	Cable	Conector
	Rodamiento de empuje	Rodamiento de empuje	Acoplamiento hidráulico	Caja de conexiones	Enfriamiento/ calefacción
	Carcasa	Carcasa	Enfriamiento	Sensor de filtraciones	Tuberías
	Conector	Conector	Filtro	Sensor de nivel	Amortiguación de pulsaciones
	Revestimiento de cilindro	Unidad de control	Aceite de lubricación	Suministro de energía	Sistema de purgas
	Impulsor	Impulsor	Tuberías	Sensor de presión	
	Tuberías	Rotor	Bomba de aceite de lubricación incl. impulsor	Acoplamiento de alimentación/ señal	
	Pistón	Sello			
	Sello	Estator			
	Eje	Soporte	Tanque	Sensor de velocidad	
	Estructura, protección	Penetrador eléctrico submarino	Válvula de retención	Sensor de temperatura	
	Estructura, soporte			Sensor de vibración	
	Interfaz de contacto mecánico			Otras válvulas	
	Válvula de control				
	Válvula de separación del proceso				
	Otras válvulas				

^a Nótese que la bomba submarina incluye la unidad de impulsión (motor eléctrico), a diferencia de las bombas ubicadas en la superficie o en tierra (véase A.2.2.6). La bomba submarina no incluye la transmisión de potencia a la sub-unidad “motor eléctrico”, puesto que este elemento será cubierto por la clase de equipos “distribución submarina de energía eléctrica”. También cabe destacar que la clase de equipos “bombas submarinas” no incluye las “bombas sumergibles” ubicadas en un cajón en el lecho marino.

^b Los equipos de fluido de barrera tienen cuatro funciones principales:

- Aislamiento eléctrico (propiedades dieléctricas);
- Lubricación de rodamientos y sellos;
- Capacidad de transportar el calor;
- Capacidad de transportar partículas a los posibles sistemas de filtrado.

^c Los ítems mantenibles están ubicados primariamente en la superficie, pero también existen algunos elementos submarinos (ej. acoplamientos hidráulicos en las terminaciones del umbilical). El fluido de barrera se distribuye desde la superficie (o desde la orilla) a la bomba submarina a través de líneas de fluido de barrera dentro de un umbilical estático (y posiblemente un umbilical dinámico), y posiblemente a través de contactos hidráulicos. Estos equipos se encuentran definidos como sub-unidad y equipos mantenibles dentro de la clase de equipos “Equipos submarinos de control de producción (véase A.2.6.1). Dependiendo de la infraestructura existente en el sitio de la bomba submarina, estos umbilicales pueden ya estar definidos. Los ítems pueden ser incluidos como parte del sistema completo de distribución de fluido de barrera, añadiéndose así como ítems mantenibles bajo la sub-unidad “Fluido de barrera”, para asegurar que la recolección/estimación de datos de confiabilidad sea exacta. Véase también observaciones similares con respecto al suministro de energía eléctrica en la nota (a) arriba.

Tabla A.97 — Datos específicos al equipo— Bombas submarinas

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Número de identificación de pozo	Descripción de operador	Número o nombre	Alta
Presión de descarga - diseño	—	Pascal (barg.)	Alta
Presión de succión - diseño	—	Pascal (barg.)	Mediana
Accionador de la bomba	Tipo de accionador	Motor eléctrico, turbina, motor hidráulico	Alta
Potencia - diseño	Potencia de accionador	Kilovatios	Alta
Velocidad	Valor de diseño	Revoluciones por minuto	Baja
Número de etapas	—	Número	Baja
Acoplamiento de la bomba	—	Fijo, flexible, hidráulico	Baja
Fabricante	Especificar	Especificar	Alta
Tipo de modelo	Especificar	Especificar	Baja
Diseño de la bomba	Característica de diseño	Axial, radial, compuesta, diafragma, pistón, émbolo, tornillo, aspa, engranaje, lóbulo	Alta
Aplicación - bomba	Dónde se aplica	Auxiliar, inyección, enfriamiento activo	Mediana
Fluido manejado	Sólo fluido principal: petróleo, gas, condensado, agua de inyección	Petróleo, gas, condensado, agua de inyección, petróleo y gas, gas y condensado, petróleo/gas/agua, CO ₂ , gas y agua, agua generada, medio de enfriamiento	Alta
Corrosión de fluido	Clasificar según ^a	Neutral, dulce, ácido	Alta
Tipo de rodamiento radial	Especificar	Magnético, rodillo, deslizante	Baja
Tipo de rodamiento de empuje	Especificar	Magnético, rodillo, deslizante	Baja
Orientación de eje	Especificar	Horizontal, vertical	Baja
Tipo de sello de eje	Especificar	Seco, glándula, labirinto, mecánico, aceite, empaquetadura combinada	Baja
Tipo de transmisión	Especificar	Directa, engranaje, integrada	Baja
^a Benigno (fluidos limpios sin efecto de corrosión). Dulce [Corrosión/erosión moderada (petróleo/gas no definido como severo, agua de mar, partículas escasas)]. Ácido [Corrosión/erosión severa [gas/petróleo ácido (Alto en H ₂ S), alto contenido de CO ₂ , alto contenido de arena)].			

A.2.6.5 Distribución de energía eléctrica submarina

El sistema de distribución de energía eléctrica excluye específicamente la distribución de energía del sistema de control submarino. La distribución de energía eléctrica está dedicada a los equipos de procesamiento submarinos (ej. bombas de flujo múltiple, bombas de inyección de agua, y compresores) con requisitos de potencia en el rango MW. La energía eléctrica para control e instrumentación es parte de la clase de equipo "Equipos submarinos de control de producción" - véase A.2.6.1.

Si la energía eléctrica proviene directamente de las instalaciones en tierra, entonces la sub-unidad "cable de energía estático" en A.2.6.5 será aplicable, y sería similar la sub-unidad "cable de energía estático" utilizada para suministrar energía desde las instalaciones en tierra a las instalaciones marítimas (puede existir también un cable de energía dinámico en el caso de las instalaciones marítimas flotantes). En el caso anterior, los equipos de distribución de energía en la superficie estarán ubicados en tierra. La clase de equipo "Cable de energía submarino" actualmente no está incluida en este anexo.

Tabla A.98 — Clasificación de tipos— Distribución de energía eléctrica submarina

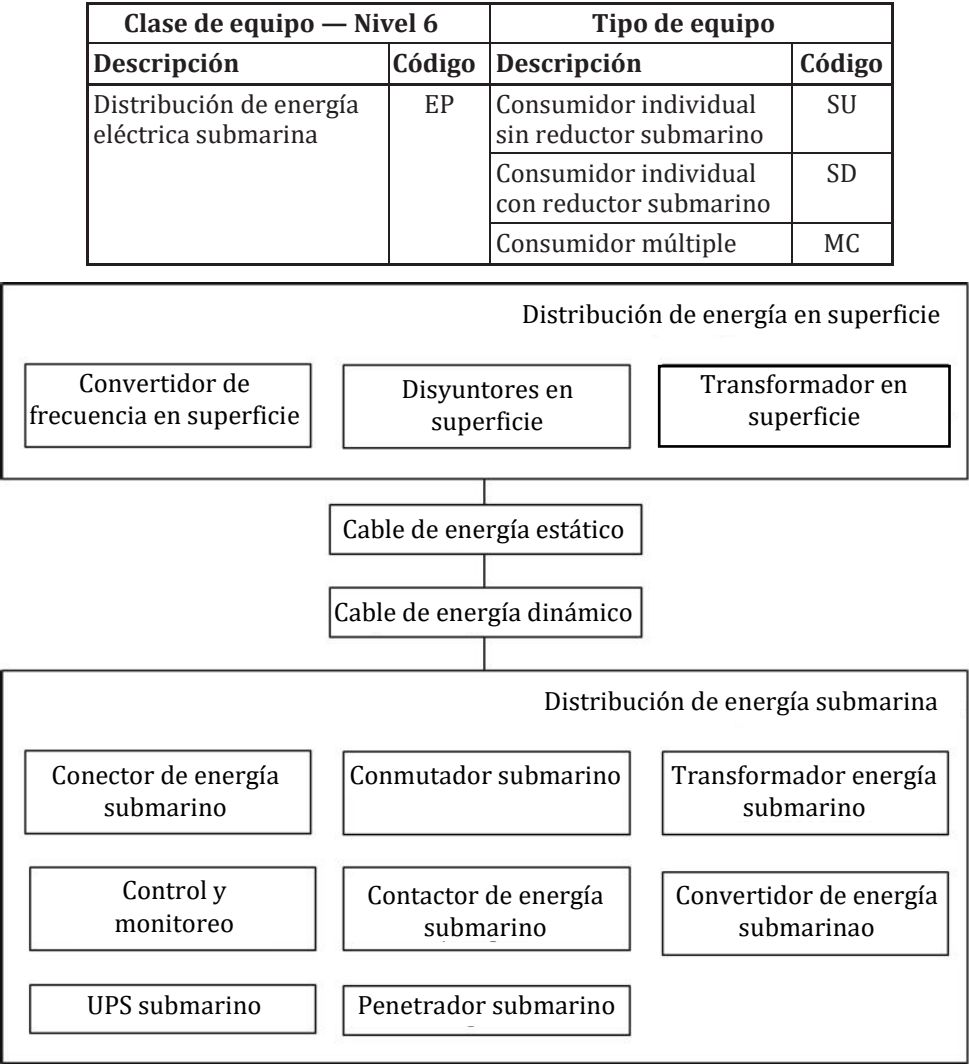


Figura A.34 — Definición de límites — Distribución de energía eléctrica submarina

Tabla A.99 — Subdivisión de equipos — Distribución de energía eléctrica submarina

Equipo	Distribución de energía eléctrica submarina			
Sub-unidad	Equipos de distribución de energía en superficie	Cable de alimentación dinámico ^a	Cable de alimentación estático ^b	Equipos de distribución de energía submarinos ^j
Ítems mantenibles	(Sin subdivisiones) ^l	Unidad de terminación de cables en superficie Equipos de compensación de tensión y movimiento Collar Dispositivo de flotación Sello de tubo J/I Estabilizador ^c Unidad de terminación de cables submarina Unión de línea media Manga/blindaje Línea de alimentación HV Línea fibra-óptica ^o	Línea de alimentación HV Línea fibra-óptica ^o Unión de planta Unión marítima Manga/blindaje Unidad de terminación de cables submarina Unidad de terminación de cables en superficie ^h Unidad de terminación de cables en tierra Collar Unión de línea media	Conector de alimentación submarino ⁿ Conmutador submarino ^e Transformador de potencia submarino ^g Penetrador submarino ^f Convertidor de frecuencia submarino ^d Contacto de alimentación submarino ⁱ UPS submarino ⁱ Control y monitoreo ^m
<p>^a Componentes similares a la sub-unidad Umbilical dinámico para la clase de equipos Equipos sumbarinos para control de producción.</p> <p>^b Componentes similares a la sub-unidad Umbilical estático para la clase de equipos Equipos sumbarinos para control de producción.</p> <p>^c La abrazadera de anclaje forma parte del estabilizador.</p> <p>^d Nota en relación al nivel de detalle: un convertidor de frecuencia submarine incluye los penetradores submarinos, y puede contener contactores. Sin embargo, se necesita un alto grado de precisión para la recolección o estimación de los datos de confiabilidad. El convertidor de frecuencia submarino puede ser del tipo “con compensación de presión” o “sin compensación de presión”.</p> <p>^e El ítem mantenible <i>Conmutadores</i> también incluirá los dispositivos de protección submarinos.</p> <p>^f Los penetradores submarinos pueden ser eléctricos (de alimentación/señal LV), eléctricos (HV) o fibra-ópticos. Esto se debe definir para los datos específicos al equipo al nivel de los ítems mantenibles.</p> <p>^g Nótese la diferencia entre el transformador submarine como ítem mantenible (Nivel 8) y el Transformador de potencia en superficie (Clase de equipo – Nivel 6, según lo definido en A.2.4.2).</p> <p>^h Aplica si el cable de alimentación submarine estático está sujeto a alguna instalación fija.</p> <p>ⁱ Se puede analizar este IM en mayor detalle para la recolección o estimación de datos de confiabilidad utilizando el Anexo A.2.4.1 UPS.</p> <p>^j El Contacto de alimentación sumbarino dentro de la sub-unidad “equipos de distribución de energía eléctrica submarina” sólo puede ser eléctrico (HV). Sin embargo, dentro de un “Sistema completo de distribución de energía submarina”, también existen contactos de alimentación/señal LV (potencia/eléctrica LV) o contactos de fibra óptica. Estos dos ítems mantenibles aparecen en la taxonomía para “control de producción submarina” en la Tabla A.87, junto con otros ítems que pueden ser relevantes, p.ej. las líneas hidráulicas/de químico pueden también ser parte del cable de energía dinámico y estático. En vez de introducir más sub-unidades en la Tabla A.99, se puede utilizar estos componentes (que aparecen en varias sub-unidades) en la Tabla A.87, los cuales son relevantes en este caso para la energía submarina, para la recopilación de los datos de confiabilidad. Nótese también que las líneas de alimentación/señal LV en los umbilicales dinámicos y estáticos no forman parte de la clase de equipos “distribución de energía eléctrica submarina”, sino en el Anexo A.2.6.1 “Control de producción submarina”. Si el cable de energía submarine también incluye (o está unido a) líneas hidráulicas/de químicos y líneas de alimentación/señal, se recomienda registrar los datos con el cable de energía submarino.</p> <p>^k Generalmente, es importante estar consciente de que algunos ítems mantenibles (ej. penetrador submarino y compensador de presión) de el sistema de distribución de energía eléctrica submarine pueden aparecer como piezas (Nivel 9) en algunos IMs. Se debe poner atención a este tema durante la recolección y estimación de datos de confiabilidad. El contactor submarine, por ejemplo, no está incluido como ítem mantenible, ya que esto requeriría también otros componentes, tales como el transformador de corriente y el transformador de voltaje, que forman parte de unidades mayores como el convertidor de frecuencia submarine y el conmutador.</p> <p>^l Los equipos de distribución de energía en superficie (*) no se encuentran subdivididos, ya que están cubiertos por otras clases de equipos definidos en este Estándar Internacional. Cabe destacar que las clases de equipo Convertidor de frecuencia (en superficie - ref. A.2.4.4) y Transformador de potencia (en superficie - ref. A.2.4.2) son equipos de este tipo (*); la configuración del transformador de potencia depende de si se utiliza un transformador de potencia submarino. La clase de equipos <i>Conmutadores</i> (la cual incluye los dispositivos de protección en la superficie) también es de este tipo (*). Además, existirán equipos de compensación reactivos en donde se utiliza un cable de energía submarino largo a la instalación marítima, o donde la energía proviene directamente de la orilla.</p> <p>^m El control y monitoreo asociados a la distribución submarina de energía eléctrica están incluidos en esta sub-unidad. Estos son adicionales al control y monitoreo local, por ejemplo para las bombas submarinas – véase A.2.6.4.</p> <p>ⁿ El conector de energía submarine a veces se denomina conector HV, y puede ser de tipo seco o húmedo. Nótese que los conectores eléctricos (alimentación/señal LV) y conectores de fibra óptica utilizadas para la Distribución Submarina de Energía están cubiertos bajo los ítems mantenibles en la sub-unidad “Módulo de Distribución Submarina” en la taxonomía para la clase de equipos “Control de producción submarine” en la Tabla A.87.</p> <p>^o Durante la recolección de datos, se requiere un alto grado de precisión para asegurar que se capture información suficiente como para diferenciar entre las fallas que afectan fibras individuales y fallas que afectan múltiples fibras/paquetes de fibras.</p>				

Tabla A.100 — Datos específicos al equipo— Distribución submarina de energía eléctrica

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Voltaje de transmisión ^a	0 – 9,999	kV	Alta
Potencia de transmisión	0 – 99,999	kVA	Alta
AC/DC	AC DC AC/DC	Códigos	Alta
Distancia de transmisión	0 - 999	km	Alta
Número de consumidores de potencia	0 - 99	#	Alta
Tipo de consumidores de potencia	Tipo de consumidores de potencia	Bomba submarina, compresor submarino, calefactor submarino, enfriador submarino	Alta

^a Voltaje definido en rangos, según IEC 60038:2009 (a continuación).

- LV < 1kV
- MV 1 a 35kV
- HV 35 a 230kV
- EHV arriba de 230kV

La industria internacional de petróleo y gas puede utilizar una definición diferente con respecto a los rangos de Muy Alta Voltaje (EHV), Alta Voltaje (HV), Mediana Voltaje (MV) y Baja Voltaje (LV). Se debe tener en consideración referencias a IEC versus IEEE/ANSI para definir p.ej. el rango de voltaje considerado como HV, ya que se puede categorizar de manera diferente. Para todos los rangos aparte de bajo voltaje (LV), es decir, arriba de > 1KV, la normativa específica nacional registrará debido a las consideraciones de Salud, Seguridad y Medioambiente.

A.2.6.6 Tanques de presión submarinos

Tabla A.101 — Clasificación de tipos— Tanques de presión submarinos

Clase de equipo - Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Tanques de presión submarinos	SV	Coalescente	CA
		Ciclón	CY
		Hidrociclón	HY
		Depurador	SB
		Separador	SE
		Trampa de líquido	SC
		Tambor de sobrecarga	SD

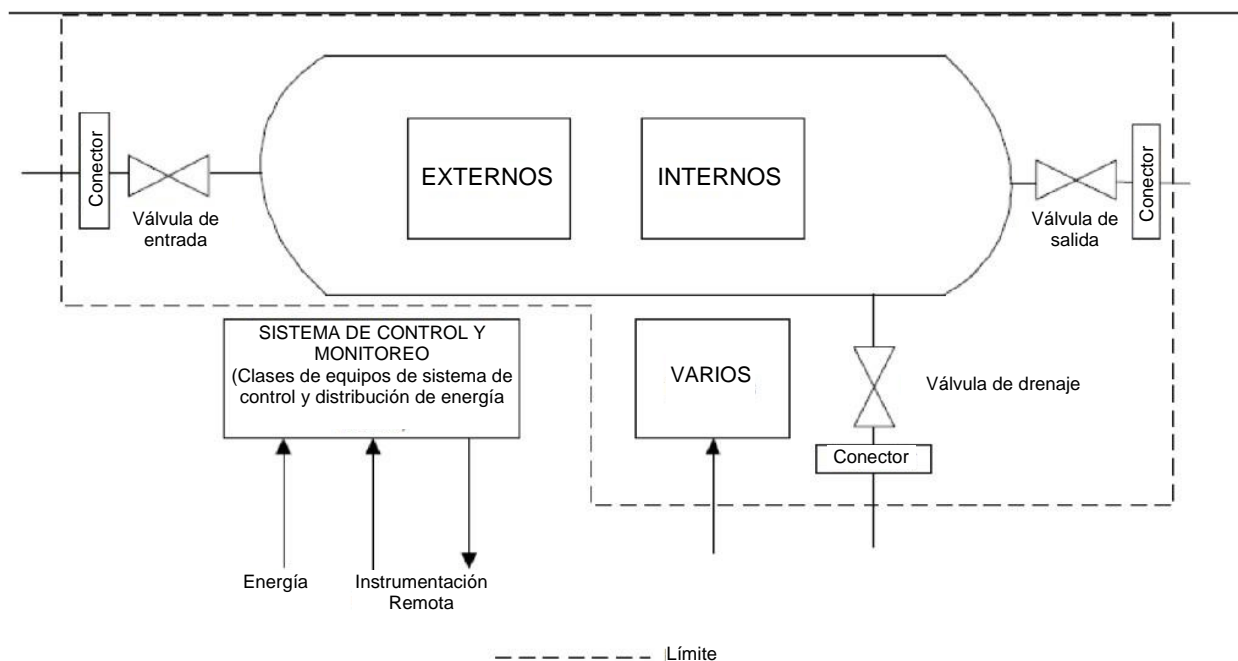


Figura A.35 — Definición de límites — Tanques de presión submarinos

Tabla A.102 — Subdivisión de equipos — Tanques de presión submarinos

Equipo	Tanques de presión submarinos			
Sub-unidad	External items	Internal items	Control and monitoring ^c	Varios
Ítems mantenibles	Estructura de protección Estructura de soporte Aislamiento Conector Cuerpo/carcasa Tuberías ^b Válvula de retención Válvula de separación del proceso Válvula de separación de suministros Otras válvulas	Placas coalescentes Placas deflectoras Bandejas Aspas Cojinetes Antivaho Desviador Placa de rejilla Serpentín de calefacción Trampa de arena Distribuidor	Sensores ^a Válvula de control	Otros

^a Los sensores en los equipos submarinos están cubiertos también en la sub-unidad "Sensores" para la clase de equipos "Equipos submarinos de control de producción" (Véase [Tabla A.87](#)). Este tipo de sensores incluye los "medidores multifásicos", "sensor de aceite en agua", "sensor de agua en aceite" y "sensor de nivel de fluido". Véase también A.2.5.2. Los dispositivos de entrada, los cuales conforman una clase de equipo específica, pero no están diseñados para las aplicaciones submarinas; sin embargo, pueden ser relevantes para la recolección/estimación de datos de confiabilidad.

^b Tubos rígidos.

^c El control y monitoreo para los "Tanques de presión submarinos" serán similares, pero ligeramente diferentes a los "Tanques de presión" en la superficie/en tierra (véase [Tabla A.39](#)): el contactor de alimentación/señal LV y contactor de alimentación/señal son los análogos del cableado y las tuberías, pero estarán cubiertos en la sub-unidad "módulo de distribución de equipos submarinos" (Véase [Tabla A.87](#)).

Tabla A.103 — Datos específicos al equipo— Tanques de presión submarinos

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Aplicación de equipo	Dónde se utiliza	Procesamiento de petróleo, procesamiento de condensado, procesamiento de gas de (re)inyección, tratamiento de gas, agua de (re-) inyección, separación de líquido/gas, separación de líquido/gas/sólido	Alta
Recuperable	Recuperación del tanque de presión submarino	Sí/no	Alta
Erosión de fluido	Clasificar según lo establecido	Limpio, benigno, moderado, severo	Alta
Corrosión de fluido	Clasificar según lo establecido	Neutro, dulce, ácido	Alta
Fluido(s)	Fluido principal	Gas/petróleo/agua, gas/petróleo, gas/condensado, aceite/agua, agua aceitosa, agua/glicol, metanol, químicos	Alta
Líquido/gas auxiliar		Sí/no	Mediana
Presión - operación	Especificar	Pascal (bar)	Mediana
Presión de diseño	Especificar	Pascal (bar)	Alta
Temperatura de diseño	Especificar	Grados Celsius	Alta
Temperatura - operación	Especificar	Grados Celsius	Mediana
Tiempo de retención	Especificar	Minutos	Mediana
Producción de diseño	Especificar	Sm ³ /d	Mediana
Tamaño - diametro	Externo	Metros	Mediana
Tamaño - largo	Externo	Metros	Mediana
Orientación	Especificar	Horizontal, vertical, esférica	Mediana
Material del cuerpo	Especificar tipo o código	Texto libre	Baja
Producción de arena	Especificar	Sí/no	Baja
Emulsiones	Especificar	Sí/no	Baja
Generación de hidratos	Especificar	Sí/no	Baja
Generación de cera	Especificar	Sí/no	Baja
Generación de sólidos	Especificar	Sí/no	Baja
Asfaltenos	Especificar	Sí/no	Baja
NOTA Los datos específicos al equipo para los “Tanques de presión submarinos” son similares, pero ligeramente diferentes a aquellos de los “Tanques de presión” en la superficie/en tierra (Véase Tabla A.40) debido a que el tanque está ubicado en el lecho marino.			

A.2.6.7 Líneas submarinas

Los sistemas de transportación mediante líneas submarinas cubren:

- Sistemas de líneas de transporte entre las instalaciones de pozos submarinos y el terminal en tierra (“manifold de exportación”);
- Sistemas de líneas de transporte entre las instalaciones de procesamiento marítimos y otras instalaciones de procesamiento/exportación marítima (líneas submarinas entre campos de producción);
- Sistemas de líneas de transporte entre las instalaciones marítimas y el terminal en tierra;
- Oleoductos de exportación intercontinentales, entre el terminal en tierra y otro terminal en tierra;
- Líneas de exportación a sistemas de descarga marítimas.

La sección en tierra de un oleoducto submarine está cubierta por la clase de equipo “Líneas submarinas”, y las válvulas estando ubicadas en tierra y bajo el oceano.

Las líneas de flujo dentro del campo de producción (ej. flujo de pozos, gases de inyección o agua de inyección) entre los pozos submarinos e instalaciones de procesamiento marítimas, o hacia el “manifold de exportación”, están cubiertas bajo la clase de equipo “Líneas de flujo submarinas”.

Tabla A.104 — Clasificación de tipos— Líneas submarinas

Clase de equipo - Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Líneas submarinas	SL	Flexibles	FL
		Rigidos	RI

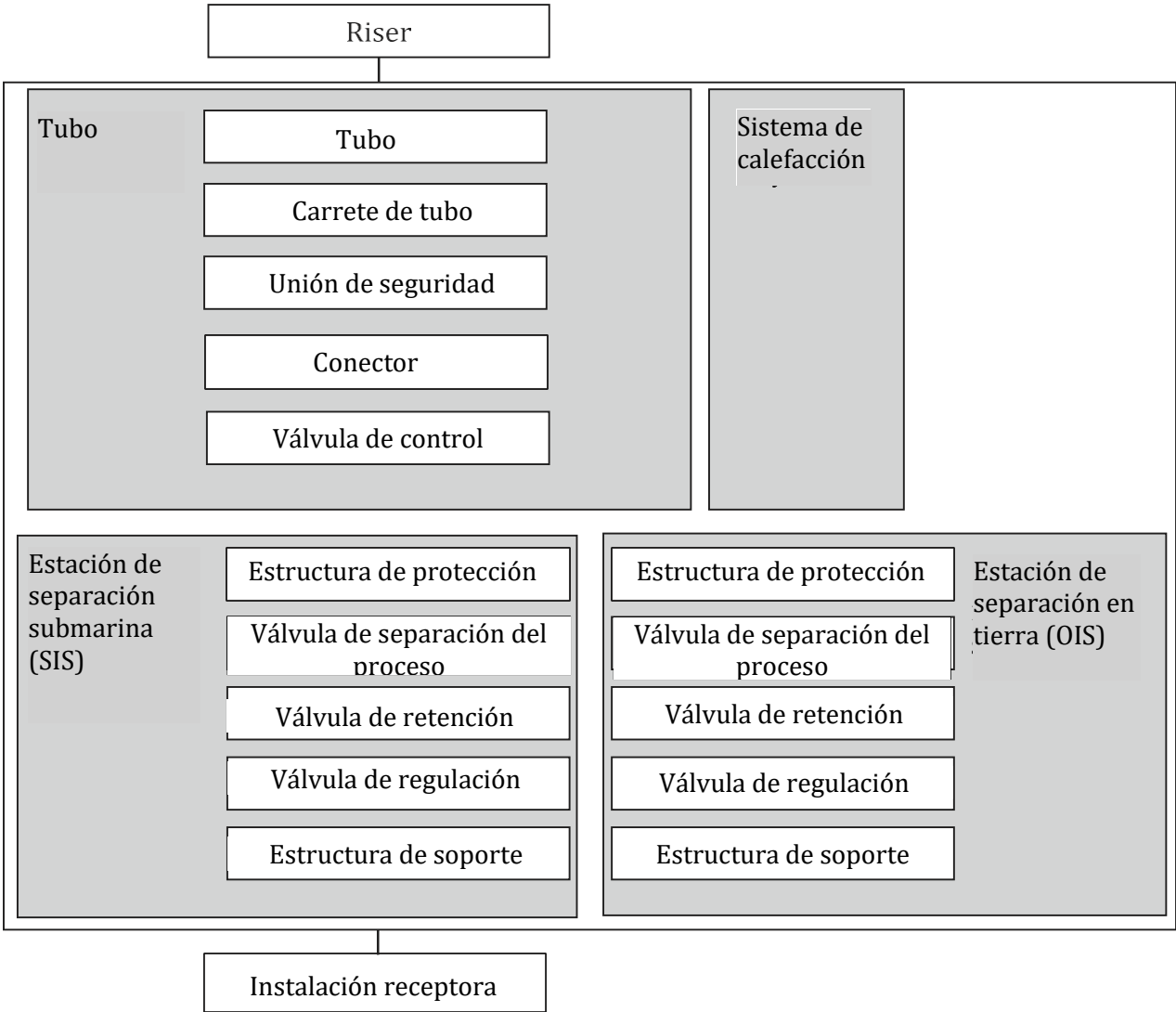


Figura A.36 — Definición de límites — Líneas submarinas

Tabla A.105 — Subdivisión de equipos — Líneas submarinas

Equipo	Líneas submarinas			
Sub-unidad	Pipe	Heating system ^a	Equipos submarinos Isolation Station (SIS)	Onshore Isolation Station (OIS) ^b
Ítems mantenibles	Recubrimiento externo	Sección submarina	Estructura – protección	Estructura – protección
	Conector	Sección en superficie	Estructura – soporte	Estructura – soporte
	Sealine		Válvula de separación del proceso ^c	Válvula de separación del proceso ^f
	Unión de seguridad		Válvula de separación de suministros	Válvula de separación de suministros
	Carrete de tubo flexible		Válvula de retención	Válvula de retención
	Carrete de tubo rígido		Válvula de control de estación de recibo (pigging) ^e	Válvula de control de estación de recibo (pigging) ^e
	Válvula de separación del proceso ^d			

^aEl sistema de calefacción generalmente no se aplicaría a los sistemas de transporte que consisten de líneas de larga distancia (línea troncal). En general, los sistemas de calefacción se utilizan en las líneas de flujo dentro de los campos de producción, para el flujo no procesado de los pozos.

^bEl sistema de separación en tierra (OIS) es la estación de válvulas en la orilla en el lugar donde el oleoducto submarino finaliza dentro del terminal en tierra. Contiene válvulas de separación del proceso en tierra, las cuales actúan como barreras importantes. La estación de separación submarina aplica si existen válvulas de separación submarinas a lo largo de la ruta del oleoducto submarino. El SIS es una estructura de manifold submarino (ej. PLEM – Módulo de término de tubo) con diferentes tipos de válvulas dependiendo de la infraestructura del oleoducto. La clase de diseño de las válvulas suele variar para estas válvulas.

^cSi la válvula es una válvula de separación submarina (SSIV), la “Aplicación del componente de válvula” tiene que ser SSIV. SSIV está descrito en ISO 14723:2009, véase también 3.6.4 en ISO/TR 12489:2013. A veces este tipo de válvula se denomina SIV. Es un tipo específico de válvula de separación del proceso.

^dSi el oleoducto submarino cuenta con conexiones con forma de T, éstas normalmente contendrán válvulas. La clase de las válvulas puede variar.

^eEl oleoducto normalmente estará sujeto a monitoreo mediante pigging, y la estación de lanzamiento y recibo del pig (incluyendo sus componentes respectivos) estará ubicada en cualquiera de los extremos del oleoducto, p.ej. submarino, en superficie o en tierra. La estación de pig también puede formar parte de la sub-unidad “base de tubo de elevación” en la clase de equipo “Tubos de elevación”.

^fLas válvulas tienen una función clave de barrera en la clase de equipo “Líneas submarinas”, y son ítems mantenibles dentro de una sub-unidad. Sin embargo, es posible utilizar la clase de equipo “Válvulas” (A.2.5.4) si se requiere recopilar información en mayor profundidad para las válvulas secas.

Tabla A.106 — Datos específicos al equipo— Líneas submarinas

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Aplicación	Clasificar	Submarino a orilla Dentro de campo submarino Instalaciones marítimas a orilla Oleoductos de transporte intercontinental Líneas de exportación a descarga	Alta
Tipo	Clasificar	Production, inyección	
Profundidad máxima de agua	Especificar	Metros	Mediana
Largo de oleoducto	-	Metros	Alta
Diámetro del oleoducto	Diámetro externo nominal (OD)	Milímetros	Mediana

Tabla A.106 (continua)

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Fluido transportado	-	Petróleo, gas, condensado, petróleo y gas, gas y condensado, petróleo/gas/agua, CO ₂	Alta
Oleoducto enterrado	Especificar si el oleoducto entero o una parte de ello está enterrado	Sí/No	Alta
Número de conexiones T	Especificar	Número	Mediana
Sistema de calefacción	-	Sí/No	Alta
Corrosión de fluido	Clasificar	Limpio Benigno Moderado Severo	Alta
Erosividad de fluido	Clasificar	Limpio Benigno Moderado Severo	Mediana
Presión – diseño	Presión de diseño	Pascal (bar)	Alta
Presión – operación	Presión de operación	Pascal (bar)	Mediana
Temperatura – diseño	Temperatura de diseño	Grados Celsius	Mediana
Aplicación de Válvula	Función de válvula en oleoducto	Separación de oleoducto SSIV ^a	Alta
Clase de diseño de válvula	Tipo de diseño de válvula de oleoducto	Bola de entrada lateral, bola de entrada superior, compuerta de expansión doble (DEG), compuerta tipo placa, compuerta tipo cuña, retención	Alta
Accionamiento de válvula	Clasificar	Hidraulico, electrico, manual	Alta
Ubicación de válvula	Especificar ubicación de válvulas en oleoducto	Submarina, en superficie, en orilla/en tierra	Alta
Posición de seguridad intrínseca de válvula	Posición de seguridad intrínseca	Abierta, cerrada, posición actual	Alta

^a Nótese que de acuerdo a ISO/TR 12489:2013, 3.6.4 SSIV puede ser una válvula con accionador (ej. válvula submarina con control remoto) o una válvula sin accionador (ej. válvula de retención submarina). El sistema de control para las válvulas de la base del tubo de elevación submarino forma parte de la clase de equipo “Equipos submarinos de control de producción”, p.ej. umbilical dinámico y módulo de control submarino, además de equipos de control en superficie (véase A.2.6.1).

A.2.6.8 Observaciones: válvulas submarinas

Este Estándar Internacional diferencia entre las válvulas utilizadas en equipos submarinos y las válvulas en la superficie, tales como aquellas que se utilizan en las bocas de pozo en la superficie y los árboles de navidad. La recolección de datos de RM para las válvulas submarinas debe reflejar las características de las válvulas en base a la clase de diseño de la válvula (es decir, el tipo de válvula; corresponde al tipo de equipo en [Tabla A.77](#)) y la aplicación de la válvula (es decir, la función de la válvula). Ejemplos de aplicaciones de válvulas submarinas incluyen:

- Separación de línea de flujo: válvula submarina que separa un sistema de línea de flujo dentro del campo de extracción, p.ej. una válvula ubicada en un PLEM o una conexión T.
- Separación de manifold: válvula submarina ubicada en un manifold de producción/inyección, la cual tiene una función de barrera, p.ej. una válvula de bifurcación o válvula en un colector.
- Separación de oleoducto: válvulas que separan el oleoducto de transporte, ya sean submarinas o en tierra.
- HIPPS: Véase definición en ISO/TR 12489:2013, 3.6.3.
- SSIV: Véase definición en ISO/TR 12489:2013, 3.6.4.

A.2.7 Terminación de pozos

Las válvulas utilizadas en los equipos de terminación de pozos se consideran como válvulas específicas dentro de los ejemplos de taxonomías mostrados para esta clase de equipo. Las válvulas utilizadas en la boca de pozo en la superficie y los árboles de navidad se consideran como válvulas de superficie (véase A.2.5.4).

A.2.7.1 Categorías de ítems

En este contexto, los equipos de terminación de pozos son equipos por debajo del nivel de la boca de pozo. Se incluyen todos los equipos importantes de terminación de pozos, desde el colgador de tuberías en la sección superior hasta los equipos en el fondo del pozo.

Las siguientes sub-unidades están definidas para los equipos de terminación de pozos:

a) Carcasa

La sub-unidad “carcasa” se incluye con el fin de almacenar información en relación a los ítems mantenibles de las columnas de terminación individuales y las fallas de carcasas asociadas. Los ítems mantenibles de la carcasa representan la extensión completa de las secciones individuales de la carcasa, y no representan ítems individuales insertados dentro de la columna de terminación. Los elementos de sellado que son diseñados para prevenir la filtración de hidrocarburos entre las diferentes secciones de la columna de la carcasa (sellos de empaquetamiento) no están incluidos. Otros elementos incluidos en la sub-unidad de la carcasa son los ítems mantenibles dentro del pozo que sirven para aislar el pozo de posibles filtraciones de efluentes del pozo y que cubren el pozo entero. El hormigón de la carcasa, y/o los otros materiales utilizados en el exterior de la carcasa para prevenir el flujo de efluentes del pozo y la formación de flúidos, también se consideran como ítems mantenibles.

b) Columna de terminación

Los ítems mantenibles de la columna de terminación se definen como aquellos ítems que son componentes integrales del conducto (“columna”) utilizado para la producción o inyección de efluentes en el pozo. La columna está construida de diferentes equipos unidas mediante unidades atornilladas.

c) Inserto

La sub-unidad “inserto” consiste de aquellos ítems mantenibles que pueden colocarse dentro de la columna de terminación. Un ejemplo típico es la combinación de una cerradura y una válvula de seguridad recuperable con cable dentro de un niple de seguridad.

d) Potencia/control/monitoreo en pozo

La sub-unidad de control/potencia/monitoreo en pozo está compuesta de ítems mantenibles utilizados para proporcionar funciones de energía, control o monitoreo a los ítems mantenibles que están categorizados bajo otras sub-unidades de la terminación de pozo.

A.2.7.2 Especificaciones de equipos

Tabla A.107 — Subdivisión de equipos — Terminación de pozos

Equipo	Terminación de pozos			
Sub-unidad	Carcasa	Columna de terminación	Inserto	Potencia/ control/ monitoreo en pozo
Ítems mantenibles	Carcasa	Colgador de tubería	Válvula de elevación de gas (GLV) ^c	Conector eléctrico de medidor en pozo
	Hormigón	Tubería	GLV Dummy	Conector eléctrico de colgador de tuberías
	Colgador de carcasa	Acoplamiento de flujo	WR-SCSSV ^a	Módulo de control en pozo
	Revestimiento	TR-SCSSV ^a	Tapón de retención WR	Línea de control hidráulico
	Colgador de revestimiento	Válvula de seguridad de anillo	Válvula de retención de químicos	Penetrador de boca de pozo
	Colgador/ empaquetadura de revestimiento	Manga deslizante		Penetración de colgador
	Tapón de retención permanente	Dispositivo de control de flujo de entrada		Penetrador de empaquetadura
		Bomba eléctrica sumergible ^b		Cable de alimentación
		Bomba hidráulica sumergible		Cable de señal/ instrumentos
		Mandril lateral		
		Válvula de control de flujo de entrada		
		Ensamble de sello		
		Medidor permanente		
		Empaquetadura de producción		
		Empaquetadura/colgador en pozo		
		Dispositivo autónomo de control (AICD)		

^a Este equipo también está definido como una clase de equipo separada, "DHSV" – véase A.2.7.5.

^b Este equipo también está definido como una clase de equipo separada, "ESP" – véase A.2.7.6.

^c Nótese relación a ISO 16530-1: —, Anexo S.

Tabla A.108 — Datos específicos al equipo— Terminación de pozo

Nombre	Descripción	Unidad o lista de	Prioridad
Fabricante ^a	Especificar	Texto	Alta
Nombre de modelo ^a	Especificar designación única de modelo	Especificar	Alta
Número de pieza de fabricante ^a	Especificar identificador único que corresponde a equipos con atributos idénticos	Texto/numérico	Alta
Número de serie ^a	Especificar número de serie que identifica el equipo único (por equipo)	Texto	Alta/medium
Tamaño nominal	Especificar tamaño nominal (clase de tamaño) de equipo	mm o pies	Mediana
Largo	Especificar largo de equipos tubulares	Metros o pies	Alta

^a El número de pieza de fabricante y número de serie reflejan en mayor detalle el número de identificación del equipo mencionado en la [Tabla 5](#). El fabricante y nombre de modelo también están incluidos en la [Tabla 5](#).

Tabla A.108 (continua)

Nombre	Descripción	Unidad o lista de	Prioridad
Profundidad de instalación	Especificar profundidad de instalación: profundidad medida (MD) y profundidad vertical real (TVD) en relación al buje de sarta cuadrada (RKB) para todos los equipos con funciones de barrera en el pozo.	Metros o pies	Alta
Tipo de metal	Especificar el tipo de metal utilizado para las piezas del equipo expuestas al flujo.	Especificar	Mediana
Tipo de elastómero	Especificar el tipo de elastómero de los equipos relevantes con elementos de empaquetadura/sellos.	Especificar	Mediana
Presión de trabajo	Presión de trabajo máxima de diseño	Bar o psi	Alta
Temperatura de trabajo	Temperatura de trabajo máxima de diseño	Grados C o F	Alta
^a El número de pieza de fabricante y número de serie reflejan en mayor detalle el número de identificación del equipo mencionado en la Tabla 5. El fabricante y nombre de modelo también están incluidos en la Tabla 5.			

Se puede apreciar un ejemplo del formato de recolección de datos junto con las definiciones de campos de datos y los alternativos de registro en la sección A.2.7.5. para válvulas de seguridad en pozo.

A.2.7.3 Terminación de pozos de gas y petróleo de esquisto

La [Tabla A.107](#) contiene los equipos generales de terminación de pozos. Estos equipos también son aplicables para las terminaciones de pozos de gas y petróleo de esquisto.

A.2.7.4 Terminación de SAGD

La [Tabla A.107](#) contiene los equipos generales de terminación de pozos. Estos equipos también son aplicables para las terminaciones de pozos de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD). El Protocolo de Evaluación de Conexiones de Carcasa de Pozos Térmicos (TWCCEP) en ISO/PAS 12835:2013 proporciona lineamientos para la evaluación de las uniones de la carcasa en las aplicaciones de alta temperatura posteriores a la producción.

A.2.7.5 Válvulas de seguridad en pozo (DHSV)

Existen dos tipos principales de válvula:

- Válvulas de seguridad recuperables con cable instaladas como componente integral de la tubería/columna de terminación;
- Válvulas de seguridad recuperables con cable instaladas en un cable dentro de la tubería/columna de terminación, en un niple/perfil individual.

A continuación, se puede apreciar un ejemplo del formato de recolección de datos para las Válvulas de seguridad en pozo, con definiciones de campos de datos y alternativas de registro.

Tabla A.109 — Válvulas de seguridad submarinas recuperables con cable, controladas desde la superficie (TR-SCSSV)

Ítem: Válvula de seguridad en tubería (TR)		Categoría: Ítem de columna	Prioridad
Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	
Modelo	Especifique designación única de modelo del ítem	Caracteres	Alta
Número de pieza (operador)	—	—	Mediana
Número de pieza (fabricante)	—	—	Alta

Tabla A.109 (continua)

Item: Tubing safety valve (TR)		Category: String item	Prioridad
Name	Description	Unit or code list	
Fabricante	—	Todos los fabricantes importantes de equipos de campos de producción petrolíferos.	Alta
Largo efectivo	Largo ocupado exclusivamente por el ítem dentro de la columna	Metros	Alta
Tipo de válvula	—	En tubería – recuperable En tubería – recuperable con cable – cerebro recuperable Otros Desconocido	Mediana
Principio de cierre	—	Bola Charnela (convencional) Charnela (curva) Asiento Otros Desconocido	Mediana
Configuración de válvula	—	Válvula individual (s.v.) Válvula individual con capacidad para insertos dentro de la válvula Válvula individual con niple/línea de control para válvulas insertas Válvula superior en concepto de respaldo dual “en caliente” Válvula inferior en concepto de respaldo dual “en caliente” Válvula inferior en concepto de respaldo dual “en frío” Válvula superior en concepto de respaldo dual	Baja
Característica de ecualización	—	Con dispositivo ecualizador Sin dispositivo ecualizador Desconocido	Baja
Tamaño nominal	—	—	Alta
Diámetro externo máximo	—	—	Mediana
Diámetro interno mínimo	—	—	Mediana
Clasificación de presión	—	—	Baja
Tipo de pistón	—	Vástago Concentrico Vástago y concéntrico Otros Desconocido	Alta
Número de pistones	Número total de pistons en la válvula.	Numérico	Baja
Número de líneas de control	Número total de líneas de control conectadas a la válvula.	Numérico	Baja

Tabla A.109 (continua)

Ítem: Válvula de seguridad en tubería (TR)		Categoría: Ítem en columna	Prioridad
Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	
Función de línea de control secundaria	—	No instalado Línea de equilibrio Bloqueo permanente Bloqueo temporario Operación normal Otros Desconocido	Baja
Configuración y tipo de sellos	Describir configuración y materiales utilizados en sellos dinámicos y estáticos.	Campo de caracteres	Baja
Especificación de materiales para: — Dispositivo de cierre — Asiento — Tubo de flujo/pistón	Material utilizado para los componentes más críticos de la válvula. “Asiento” en este contexto significa el asiento para un dispositivo de cierre.	Lista de códigos de materiales metálicos	Alta
Principio de control	—	Hidráulico Hidráulico con carga de nitrógeno como fuente de energía adicional Hidráulico con línea de equilibrio para instalación profunda Electromagnético con alimentación en pozo Operada por solenoide con cable eléctrico Otros Desconocido	Mediana
Comentarios	—	Campo de caracteres	Baja

Tabla A.110 — Recuperable con cable (WR), tipo DHSV/WR-SCSSV

Ítem: Válvula de seguridad en pozo (WR)		Categoría: Ítem insertado	Prioridad
Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	
Modelo ^a	Especifique designación única de modelo del ítem	Caracteres (25)	Alta
Número de pieza (operador)	—	—	Mediana
Número de pieza (fabricante) ^a	—	—	Alta
Fabricante ^a	—	Todos los fabricantes mayores de equipos para campos petrolíferos	Alta
Largo	—	Metros	Alta
Principio de cierre	—	Bola Charnela (convencional) Charnela (curva) Asiento Otros Desconocido	Mediana
^a El número de pieza de fabricante y número de serie reflejan en mayor detalle el número de identificación del equipo mencionado en la Tabla 5. El fabricante y nombre de modelo también están incluidos en la Tabla 5.			

Tabla A.110 (continua)

Ítem: Válvula de seguridad en pozo (WR)		Categoría: Ítem insertado	Prioridad
Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	
Configuración de válvula	—	Válvula individual (s.v.) Válvula individual con capacidad para insertos dentro de la válvula Válvula individual con niple/línea de control para válvulas insertas Válvula superior en concepto de respaldo dual "en caliente" Válvula inferior en concepto de respaldo dual "en caliente" Válvula inferior en concepto de respaldo dual "en frío"	Baja
Dispositivo de ecualización	—	Con dispositivo ecualizador Sin dispositivo ecualizador Desconocido	Baja
Tamaño nominal	—	—	Alta
Diámetro externo máximo	—	—	Mediana
Diámetro interno mínimo	—	—	Mediana
Clasificación de presión	—	—	Baja
Tipo de pistón	—	Vástago Concentrico Vástago y concéntrico Otros Desconocido	Alta
Númro de pistones	Número total de pistons en la válvula.	Número	Baja
Número de líneas de control	Número total de líneas de control conectadas a la válvula.	Número	Baja
Función de línea de control secundaria	—	No instalado Línea de equilibrio Bloqueo permanente Bloqueo temporario Operación normal Otros Desconocido	Baja
Configuración y tipo de sello	Describir configuración y materiales utilizados en sellos dinámicos y estáticos.	Campo de caracteres	Baja
^a El número de pieza de fabricante y número de serie reflejan en mayor detalle el número de identificación del equipo mencionado en la Tabla 5. El fabricante y nombre de modelo también están incluidos en la Tabla 5.			

Tabla A.110 (continua)

Ítem: Válvula de seguridad en pozo (WR)		Categoría: Ítem insertado	Prioridad
Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	
Especificación de materiales para: — Dispositivo de cierre — Asiento — Tubo de flujo/pistón	—	Lista de códigos de materiales metálicos	Alta
Principio de control	—	Hidráulico Hidráulico con carga de nitrógeno como fuente de energía adicional Hidráulico con línea de equilibrio para instalación profunda Electromagnético con alimentación en pozo Operada por solenoide con cable eléctrico Otros Desconocido	Mediana
Comentarios	—	Campo de caracteres	Baja
^a El número de pieza de fabricante y número de serie reflejan en mayor detalle el número de identificación del equipo mencionado en la Tabla 5. El fabricante y nombre de modelo también están incluidos en la Tabla 5.			

A.2.7.6 Bombas sumergibles eléctricas

Las bombas instaladas en pozos denominadas “Bombas sumergibles eléctricas” (ESP) pueden tener diferentes aplicaciones:

- Pozo en tierra;
- Pozo en superficie (terminación de árbol seco);
- Pozo submarino (terminación de pozo submarino);
- Lecho marino (Cajón, p.ej. bomba auxiliar en lecho marino);
- Sistema de bombeo horizontal (HPS), ESP utilizado para cumplir funciones de bomba en superficie/en tierra.

Todas las aplicaciones anteriores son descritas en ISO 15551-1:2015, aparte del HPS, cual aparece en API RP 11S.

Las bombas hidráulicas sumergibles (HSP) son otro tipo de bomba ubicada en el pozo, primariamente para aplicaciones submarinas, pero no están cubiertas en este Estándar Internacional. Asimismo, las Bombas de Cavidad Progresivas (PCP) están ubicadas en pozos, pero sólo en aplicaciones en tierra, por lo que no están cubiertas en el presente Estándar Internacional. ISO 15136-1:2009 proporciona mayores detalles técnicos.

El ESP en el lecho marino (ítem 4) es, en principio, similar a las bombas submarinas descritas en la clase de equipo Bombas submarinas (en A.2.6.4), pero se recomienda utilizar la presente sección A.2.7.6 para la recolección de datos RM para las ESP en el lecho marino.

La instalación clásica o convencional se ilustra en la [Figura A.37](#). En esta instalación la unidad de ESP funciona en la columna de tuberías y se encuentra sumergida en los fluidos en el pozo. El motor eléctrico sumergible está ubicado en la parte inferior de la unidad y está enfriado por el flujo del pozo que pasa por su perímetro. Está conectado a la sección del sello. Arriba de la sección del sello, existe una entrada de la bomba o separador de gases, el cual permite que los fluidos del pozo ingresen a la bomba centrífuga, y al mismo tiempo, remueve o maneja el gas proveniente del flujo del pozo.

El líquido se levanta a la superficie mediante una bomba centrífuga de múltiples etapas, la cual es el corazón del sistema ESP.

La potencia del motor se transmite a la bomba sumergible mediante un cable de alimentación eléctrica trifásica especialmente construida que se sujeta a la tubería de producción. Este cable debe ser de construcción resistente para prevenir los daños mecánicos, y para retener sus propiedades físicas y eléctricas aun cuando está expuesto a líquidos y gases calientes dentro del pozo petrolífero.

Tabla A.111 — Clasificación de tipos— Bombas sumergibles eléctricas

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Bombas sumergibles eléctricas	ESP	Centrífugas	CE
		Rotatorias	RO
		Corriente Alterna	AC

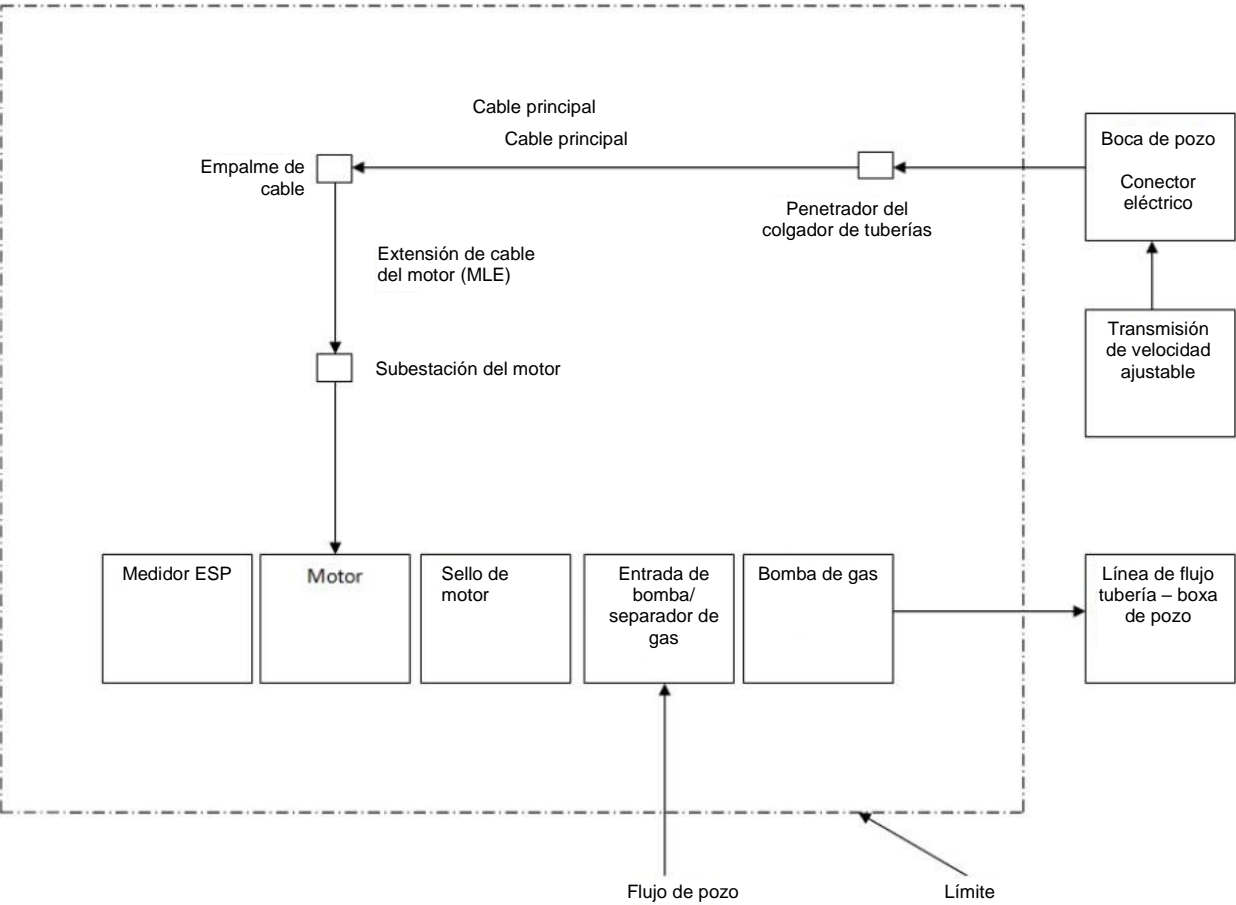


Figura A.37 — Definición de límites — Bombas sumergibles eléctricas

Las bombas ESP están disponibles en el mercado en diferentes capacidades desde 100 hasta 120.000 bpd de tasa de producción de líquido, y en diámetros externos desde alrededor de 3 pulgadas hasta 12 pulgadas.

Una bomba ESP es capaz de generar 5000 Psi de elevación o energía cinética equivalente.

Tabla A.112 — Subdivisión de equipos — Bombas sumergibles eléctricas

Equipo	Bombas sumergibles eléctricas				
Sub-unidad	Cable de ESP	Motor de ESP	Bomba de ESP	Entrada de bomba ESP ^a	Sello de ESP
Ítems mantenibles	Cable de alimentación principal	Base	Base	Base	Cámara de bolsa
		Acoplamiento	Acoplamiento	Acoplamiento	Base
	Cable de extensión del motor	Filtro	Difusores	Difusores	Acoplamiento
		Cabezal	Cabezal/Descarga	Puertos/pantallas de descarga	Cabezal
	Penetrador de empaquetadura	Carcasa	Carcasa	Cabezal	Carcasa
	Pigtail	Aceite	Accionadores	Carcasa	Cámara de labirinto
	Acoplamiento	O-ring	O-rings	Accionadores	Sellos mecánicos
	Empalme	Rotor	Pantallas	Sección de inductor	Aceite
	Penetrador de boca de pozo	Rodamiento	Eje	Puertos/pantallas de entrada	O-ring
		Rotores	Rodamiento de eje	O-rings	Válvula de alivio
		Eje	Anillos elásticos	Rodamientos radiales	Eje
		Estator	Arandelas de empuje	Sección de separación/rotor	Rodamiento de empuje
		Rodamiento de empuje		Eje	
		Recubrimiento		Rodamiento del eje	
		Sensor en pozo		Anillos elásticos	
				Arandelas de empuje	

^a La entrada de la bomba ESP incluye un separador de gas y homogeneizador de gas.

Tabla A.113 — Datos específicos al equipo — Bombas sumergibles eléctricas

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Número de identificación de pozo	Descripción de operador	Número o nombre	Alta
Tipo de modelo	Especificar	Especificar	Baja
Aplicación de ESP	Tipo de aplicación	Pozo en tierra Pozo en superficie (terminación de árbol seco) Pozo submarino (terminación submarina pozo) Lecho marino (Cajón) Sistema de bombeo horizontal (HPS)	Alta
Corrosión de fluido	Neutral, Ácido, Dulce	Especificar	Alta
Fluido manejado	Sólo fluido principal: petróleo, gas, condensado, agua de inyección	Petróleo, gas, condensado, agua de inyección, petróleo y gas, gas y condensado, petróleo/gas/agua, CO ₂ , gas y agua, agua generada	Alta
Clasificación de potencia de eje	Todos, según sea aplicable	Caballos de potencia HP	Alta
Clasificación de acoplamiento del eje	Todos, según sea aplicable	Caballos de potencia HP	Alta
Clasificación de capacidad de flujo	Cabezal de descarga	Blpd	Mediana

Tabla A.113 (continua)

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Clasificación de presión	Cabezal de descarga	Psi	Alta
Curvas de rendimiento de diseño – sólo agua	Bomba y dispositivo de manejo de gas	Curva de la bomba	Baja
Clasificación GVF máxima	Bomba y dispositivo de manejo de gas	%	Mediana
Empuje de etapa de bomba	Bomba y dispositivo de manejo de gas	Libras, lbs	Alta
Clasificación de presión de carcasa	Bomba y dispositivo de manejo de gas	Psi	Alta
Clasificación de capacidad de flujo máxima	Entrada	Blpd	Baja
Curva de rendimiento de diseño	Separador de gas mecánico	Curva de rendimiento	Baja
Capacidad de contracción de volumen	Sección de cámara de sellado	Litros	Alta
Límites de desviación de operación	Sección de cámara de sellado	Especificar [valor numérico]	Alta
Capacidad de carga de empuje	Sección de cámara de sellado	Libras, lbs	Alta
Velocidad mínima de operación para rodamiento de empuje	Sección de cámara de sellado	Revoluciones por minute, rpm, o Frecuencia	Baja
Número y severidad de ciclos de presión	Sección de cámara de sellado	Especificar	Alta
Requerimiento de caballos de potencia	Sección de cámara de sellado	HP	Alta
Parámetros de rendimiento del motor	Motor	Curva de rendimiento	Alta
Voltaje de motor para corriente mínima	Motor	Amperes	Alta
Aumento de temperatura de bobinado de motor	Motor	Grados Celsius	Alta
Límites de temperatura interna de operación	Motor	Grados Celsius	Alta
Corriente fijo, torque y factor de potencia de rotor	Motor	Amps	Alta
Clasificación de voltaje	Cable de alimentación y MLE	Voltio	Alta
Clasificación de temperatura	Cable de alimentación y MLE	Grados Celsius	Alta
Coefficientes de ampacidad	Cable de alimentación y MLE	Especificar [valor numérico]	Alta
Tamaño de conductor	Cable de alimentación y MLE	Milímetros	Alta
Clasificación de mínimo aceptable de flexión	Cable de alimentación y MLE	Metros	Alta
Clasificación de voltaje	Acoplamiento	Voltio	Alta
Clasificación de temperatura	Acoplamiento	Grados Celsius	Alta
Coefficientes de ampacidad	Acoplamiento	Amperes	Alta
Rendimiento de presión diferencial	Acoplamiento	Psi	Alta
Rendimiento de ciclo térmico	Acoplamiento	N/A	Alta

A.2.7.7 Boca de pozo en superficie y árboles de navidad

El Árbol de navidad en la superficie podría tener diferentes aplicaciones:

- Árbol de navidad en una plataforma TLP o SPAR;

- Árbol de Navidad en una plataforma marítima fija;
- Árbol de Navidad en una instalación en tierra.

Nótese que el control y monitoreo forman parte de los árboles de Navidad en la superficie, pero no de los árboles de Navidad submarinos (véase A.2.6.2).

Esta clase de equipo no cubre las bocas de pozo en tierra con soportes de bomba instalados, ya que éstas no utilizan árboles de Navidad.

La clase de equipos Válvulas (véase A.2.5.4) puede ser utilizada para recolectar datos detallados acerca de las válvulas de seguridad y válvulas críticas a la producción dentro del árbol de Navidad.

Tabla A.114 — Clasificación de tipos— Bocas de Pozo en Superficie y Árboles de Navidad

Clase de equipo - Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Bocas de Pozo en Superficie y Árboles de Navidad	WD	Vertical	VE
		Horizontal	HO

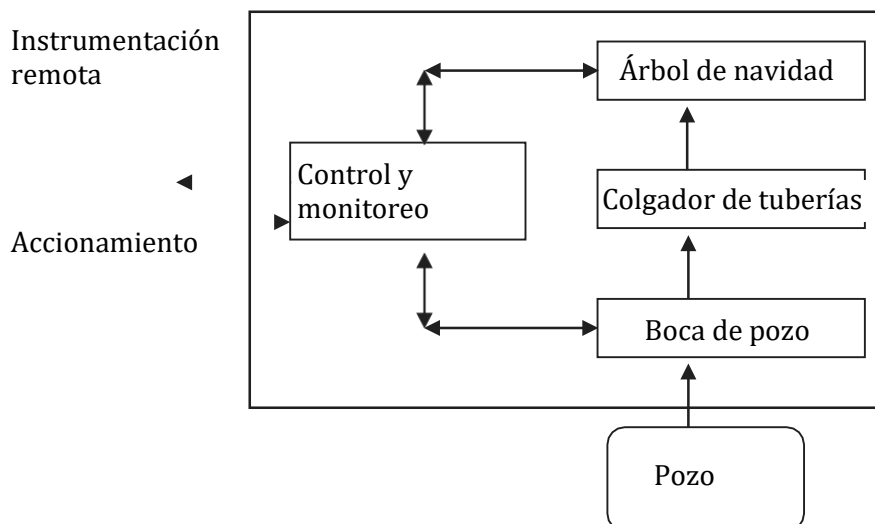


Figura A.38 — Definición de límites — Bocas de Pozo en Superficie y Árboles de Navidad

Tabla A.115 — Subdivisión de equipos — Bocas de Pozo en Superficie y Árboles de Navidad

Equipo	Bocas de Pozo en Superficie y Árboles de Navidad			
Sub-unidad	Boca de pozo	Colgador de tuberías	Árbol de Navidad ^{d, g}	Control y monitoreo
Ítems mantenibles	Ensamblajes de sellos del anillo (Empaquetadura) Colgadores de carcasa Carcasa del conducto Bloque de salida de línea de control/ bloque de inyección de químicos Carcasa de boca de pozo	Acoplamiento de inyección de químicos Acoplamiento hidráulico (terminación en bloque de líneas de control) Acoplamiento de alimentación/señal Fibra El. ((terminación en bloque de líneas de control) Cuerpo de colgador de tuberías Tapón de separación de colgador de tuberías Sellos del colgador de tuberías Válvula de contrapresión Carrete de cabezal de tuberías ⁱ	Casquetes de árbol Lazos/líneas de flujo de árbol Conector del árbol/boca de pozo Conexión árbol de Navidad/línea de flujo ^f Válvula de retención Válvula de regulación ^c Válvula de separación del proceso ^{a, e} Válvula de separación de suministros ^{b, h} Otras válvulas	Panel de control ^j Tuberías de instrumentos hidráulicos Tuberías de instrumentos eléctricos Indicador de presión Transmisores de presión Interruptor de límite Sensores de temperatura

^a Las válvulas de separación de proceso incluirán las Válvulas maestro (LMV & UMV), Válvula de ala de producción (PWV), Válvula de suaveo (SV), Válvulas del anillo(s) y válvula de parada de emergencia (KV).

^b Las válvulas de separación del suministro incluyen las válvulas de inyección/separación de químicos.

^c Para los árboles de Navidad en la superficie, la válvula de regulación normalmente no formaría parte del árbol de Navidad. Por lo tanto, este ítem mantenible debe ser tratado como adición, como parte de la clase de equipo "Válvulas".

^d Las diferentes válvulas del anillo tendrán una función diferente para cada anillo, p.ej. el anillo A (entre las tuberías y la carcasa de producción) tendrá los mayores requerimientos

^e Normalmente existen dos válvulas maestro, de las cuales una normalmente es operada manualmente, y otra es operada mediante un accionador. También es posible que existan dos válvulas con accionadores.

^f El límite de bacterias aguas abajo es la conexión de brida en el PWV.

^g Las válvulas tienen una función clave de barrera en un árbol de Navidad, y, por lo tanto, así como la clase de equipo "Árbol de Navidad submarino" (véase A.2.6.2) – son ítems mantenibles dentro de la unidad. Sin embargo, es posible utilizar la clase de equipo "Válvula" (A.2.5.4) si se requiere recolectar datos en mayor detalle para las válvulas en la superficie.

^h Esto incluye válvulas de químicos, válvulas hidráulicas, etc.

ⁱ Si el carrete del cabezal de tubo es un ítem mantenible separado.

^j El panel de control incluye las válvulas de control.

Tabla A.116 — Datos específicos al equipo — Bocas de Pozo en Superficie y Árboles de Navidad

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Número de identificación de pozo	Número de identificación de pozo - descripción del operador	Especificar	Alta
Función de pozo	Función del pozo	Producción, inyección, disposición	Alta
Presión de diseño	Clasificación de presión de boca de pozo y Árbol de Navidad	Pascal (bar)	Alta

Tabla A.116 (continua)

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Pozo de levantamiento artificial	Tipo de levantamiento artificial en pozo	Levantamiento de gas, ESP, PCP, ninguno	Alta
Sistema de suspensión de línea de lodo	Definir si existe un sistema de suspensión de línea de lodo	Sí/no	Baja
Tipo de pozo	Tipo de solución	Marítimo, SPAR, TLP, En tierra, l, HPHT, SAGD, Gas de esquisto, Petróleo de esquisto	Alta
Presión de flujo en boca de pozo	Presión de operación representativa de flujo en boca de pozo	Psi	Baja
Temperatura de flujo en boca de pozo	Temperatura de operación representativa de flujo en boca de pozo	Grados Celsius	Baja
Tasa de flujo de pozo	Tasa de flujo representativo del pozo (producción o inyección)	Especificar	Mediana
Fluido producido/inyectado	Fluido producido/inyectado	Aire, químicos, condensado, petróleo crudo, gas residual, agua dulce, gas de combustión, gas, gas+condensado, gas+petróleo, gas+petróleo+agua, hidrocarburos combinados, metanol, nitrógeno, petróleo, petróleo+agua, agua aceitosa, agua de mar, agua de mar tratado, vapor, desconocido, agua/glicol	Alta
Principio de control	Define el principio de control para las funciones y accionadores del Árbol de navidad (válvula)	Nota 1	Alta
Corrosión de fluido	Corrosión de fluido	Benigno, limpio, moderado, severo, desconocido	Mediana
Erosividad de fluido	Erosividad del fluido del pozo	Benigno, limpio, moderado, severo, desconocido	Mediana
Aplicación de válvula	Función de válvula del árbol de navidad	Suaveo (SV), Ala de producción (PWV), Parada de emergencia (KV), Maestro superior (UMV), Maestro inferior (LMV), Anillo (AV)	Alta
Clase de diseño de válvula	Tipo de diseño de válvula	Bola, Mariposa, Diafragma, Compuerta de expansión doble, Charnela, Compuerta, Aguja, Pistón, Husillo, Oscilante	Alta
<p>Nota 1: El tipo de accionamiento para las válvulas relevantes debe ser descrito utilizando los datos específicos al equipo. Para la clase de equipos Válvulas, véase Tabla A.79.</p> <p>Nota 2: Para la clase de equipos de levantamiento artificial, la información está cubierta bajo ESP. Para los equipos de levantamiento, la clase de equipos Terminación de pozos submarina proporcionará información, véase A.2.7.</p>			

A.2.7.8 Datos de producción/inyección

Los datos que deben ser recolectados para los equipos de terminación de pozos están enumerados en la [Tabla A.117](#). Los datos son específicos al pozo y proporcionan una referencia genérica al ambiente de trabajo para todos los equipos en el pozo. Se debe recopilar datos de producción/inyección cada mes.

Tabla A.117 — Production/inyección operational data

Data	Descripción	Unidad o lista de códigos
Año	—	—
Mes	—	—
Presión en boca de pozo	Presión de flujo en boca de pozo	Pascal (bar)
Temperatura en boca de pozo	Temperatura de boca de pozo en condiciones de flujo	Grados Celsius
Flujo diario, gas	Flujo diario representativo de gas	Metros cúbicos por día

Tabla A.117 (continúa)

Data	Descripción	Unidad o lista de códigos
Flujo diario, petróleo	Flujo diario representativo de petróleo	Metros cúbicos por día
Flujo diario, condensado	Flujo diario representativo de condensado	Metros cúbicos por día
Flujo diario, agua	Flujo diario representativo de agua	Metros cúbicos por día
Concentración de H ₂ S	Concentración diaria representativa of H ₂ S	Porcentaje molar o gramos por tonelada métrica ^a
Concentración de CO ₂	Concentración diaria representativa of CO ₂	Porcentaje molar o gramos por tonelada métrica ^a
Comentarios	Otra información considerada relevante	—
^a Gramos por tonelada métrica es el equivalente de partes por millón (ppm), una unidad considerada como obsoleta por la ISO.		

A.2.7.9 Datos de fallas y mantenimiento

Los equipos instalados permanentemente en la terminación de pozo generalmente funcionan hasta fallar. Es posible que se realicen reemplazos preventivos de algunos ítems en la columna, tales como las válvulas de seguridad submarinas recuperables con cable y controladas desde la superficie (SCSSV).

En algunos casos, es posible que los ítems se reparen dentro del pozo. Esto puede ser el caso para las válvulas de seguridad submarinas instaladas en la carcasa o tubería y controladas desde la superficie (SCSSV).

Si la acción de reparación en pozo logra restaurar el funcionamiento del ítem, esto puede ser reportado identificando el registro de fallas para el ítem que falló inicialmente. Dependiendo de la categoría del ítem, el registro de fallas del ítem puede ser evaluado según lo descrito en la [Tabla 8](#). La acción de reparación en pozo se reporta cambiando el código de acción correctiva e ingresando la fecha de la acción correctiva correspondiente. Si una falla ocurre posteriormente en el mismo ítem, se debe ingresar un nuevo registro de falla, según lo descrito anteriormente.

Se debe recolectar los datos respecto a las pruebas de las válvulas en el pozo, ya que proporciona información valiosa acerca de las tendencias de falla del pozo.

A.2.8 Perforación

A281 Unidades de mando superior

Tabla A.118 — Clasificación de tipos— Unidades de mando superior

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Unidades de mando superior	TD	Hidráulicas	HD
		Eléctricas	ED

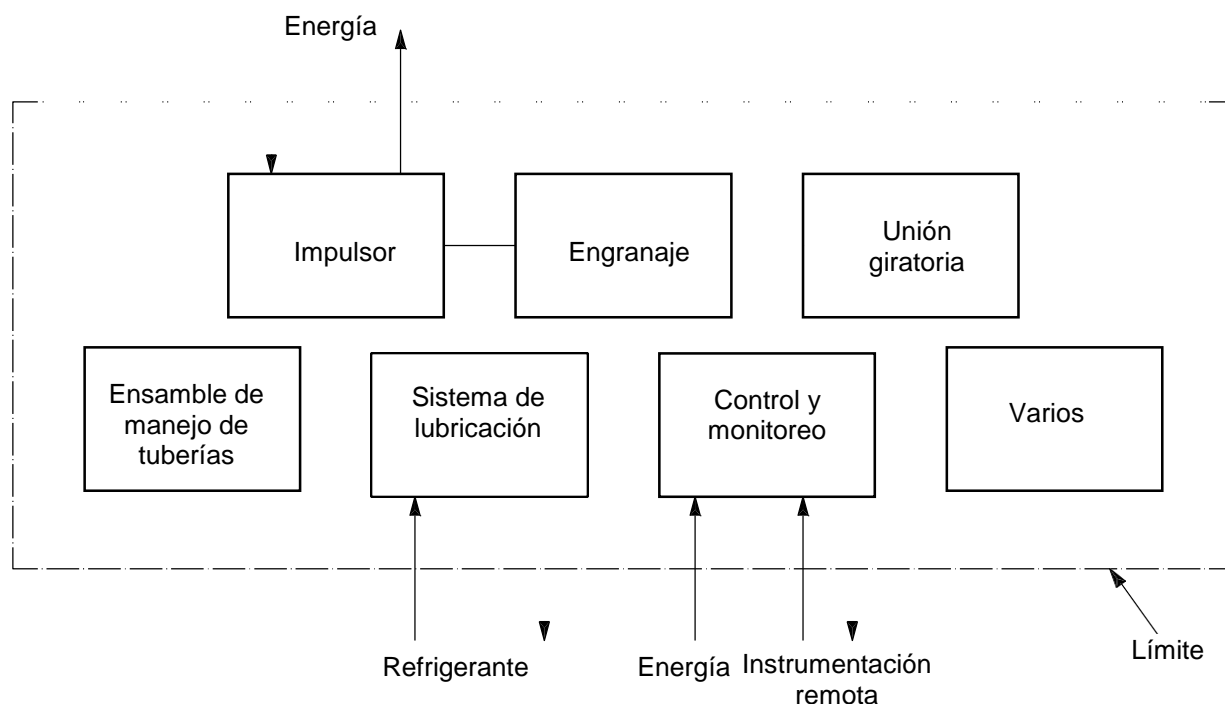


Figura A.39 — Definición de límites — Unidades de mando superior

La unidad de mando superior (top drive, también conocido como power swivel) es un equipo que cumple las siguientes funciones:

- Girar la sarta de perforación (función realizada anteriormente por la mesa rotativa);
- Proporcionar un conducto para el lodo generado por la perforación (función realizada anteriormente por la unión giratoria);
- Conectar/desconectar tuberías (función realizada anteriormente por el perforador de hierro);
- Cerrar el tubo de perforación, mediante una válvula de sarta cuadrada integrada (función realizada anteriormente por la válvula de sarta cuadrada en conexión con la mesa rotativa);
- Levantar/bajar la sarta de perforación mediante el uso de un elevador estándar (función realizada anteriormente por el gancho, utilizando el mismo tipo de elevador).

Las unidades de mando superior pueden ser de alimentación eléctrica o hidráulica. En el caso de las unidades hidráulicas, normalmente se utilizan varios motores hidráulicos.

Los eslabones del elevador y los elevadores en sí no se consideran como parte de la unidad de mando superior (equipos de perforación estándares).

Tabla A.119 — Subdivisión de equipos — Unidades de mando superior

Equipo	Unidades de mando superior						
Sub-unidad	Accionador	Engranaje	Unión giratoria	Ensamble de manejo de tuberías	Lubricación	Control y monitoreo	Varios
Ítems mantenibles	Accionador eléctrico Accionador hidráulico Rodamiento axial, radial y de empuje	Rodamientos Empaquetadura/sellos Acoplamiento al accionador Acoplamiento a la unión giratoria Piñones Ruedas dentadas	Cuello de cisne Empaquetadura/seals Rodamiento axial, radial y de empuje Carcasa de unión giratoria Eje de unión giratoria	Colgador de eslabones inclinación Pipe-handler position motor Swivel coupling Torque wrench	Tanque de aceite Calefactores Refrigeradores Bomba con motor Válvulas Filtros Aceite de lubricación	Panel de control Gabinete de solenoides eléctricos o hidráulicos Lazos de servicio Manifolds Caja de conexiones Sensor Válvulas de solenoide Válvulas de retención Otras válvulas	Armazón de carro Dispositivos de prevención de sobrecarga (válvulas de sarta cuadrada) Compensador de contrabalance

Tabla A.120 — Datos específicos al equipo— Unidades de mando superior

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Tipo de accionador	Especificar tipo	Eléctrico, hidráulico	Alta
Número de accionadores (aplicable sólo para accionadores hidráulicos)	Especificar número	Número	Alta
Requisitos de potencia hidráulica (aplicable sólo para accionadores hidráulicos)	Presión	Pascal (bar)	Alta
	Tasa de flujo	Litros por minuto	
Categoría de motor (aplicable sólo para accionadores eléctricos)	Especificar tipo	Inducción, síncrono	Alta
Requisitos de suministro eléctrico (aplicable sólo para accionadores eléctricos)	Voltaje	Voltio	Alta
	Corriente	Ampere	
Potencia clasificada	Producción máx.	Kilovatios	Alta
Potencia normal de operación	Potencia	Kilovatios	Alta
Velocidad	Velocidad máx.	Revoluciones por minuto	Alta
	Velocidad normal	Revoluciones por minuto	
Torque	Torque máx.	Newton·metro	Alta
	A velocidad normal	Newton·metro	
	A velocidad máx.	Newton·metro	
Presión de suministros	Presión hidráulica	Pascal (bar)	Baja
	Presión de aire	Pascal (bar)	
Flujo de suministros	Flujo hidráulico	Litros por minuto	Baja
	Flujo de aire	Litros por minuto	

Tabla A.120 (continua)

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Armazón retráctil de carro	Especificar	Sí/no	Baja
Capacidad de presión de lodo	Presión	Pascal (bar)	Baja
Presión interna BOP	Presión	Pascal (bar)	Baja
Capacidad de llave dinamométrica	Diámetro	Milímetros	Baja
	Torque	Newton-metro	
Capacidad de colgador de elevador	Capacidad	Kilograma	Alta

A282 Preventores de sobrecarga submarinos (BOP)

Existen dos tipos principales de preventores de sobrecarga utilizados en las operaciones de perforación:

- Los BOP submarinos utilizados para la perforación desde una unidad flotante; este BOP está sujetado a la boca de pozo en el lecho marino;
- Los BOP de superficie utilizados para las operaciones en tierra o las estructuras ancladas al lecho marino.

En principio, un BOP en la superficie es similar a un BOP submarino, pero esta unidad está descrita por separado en A.2.8.3.

Las diferencias principales están relacionadas al control de las funciones del BOP, y al hecho de que, en general, los BOPs instalados en la superficie poseen menos funciones que los BOP submarinos. Además, un BOP submarino cuenta con una unión flexible en la parte superior del dispositivo, la cual se conecta al tubo de elevación de perforación (o tubo de elevación de terminación), permitiendo que exista variación en el ángulo del tubo de elevación.

En las operaciones normales de perforación, la presión del fluido de perforación es más alta que la presión del tanque. Esto evita un ingreso descontrolado de los fluidos generados al pozo.

La presión del tanque puede, de tiempo en tiempo y por diferentes razones, exceder la presión del fluido de perforación. Esto resulta en un ingreso descontrolado de los fluidos generados al pozo. La función principal del BOP, por lo tanto, consiste en cerrar la cavidad del pozo con el fin de hacer circular el fluido de perforación que tiene una densidad más elevada, recuperando así el control hidroestático del pozo.

El BOP también puede ser utilizado para otros propósitos, tales como las pruebas de la carcasa, pruebas de presión de fuga, para inyección de cemento, etc.

El ejemplo de taxonomía de un BOP submarino expuesto en la [Figura A.40](#) corresponde a un BOP submarino instalado utilizado para la perforación.

Tabla A.121 — Clasificación de tipos— Preventores de sobrecarga (BOP) submarinos

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Preventores de sobrecarga submarinos	BO	Hidráulico con piloto	PH
		Electro-hidráulico multiplexado	MX

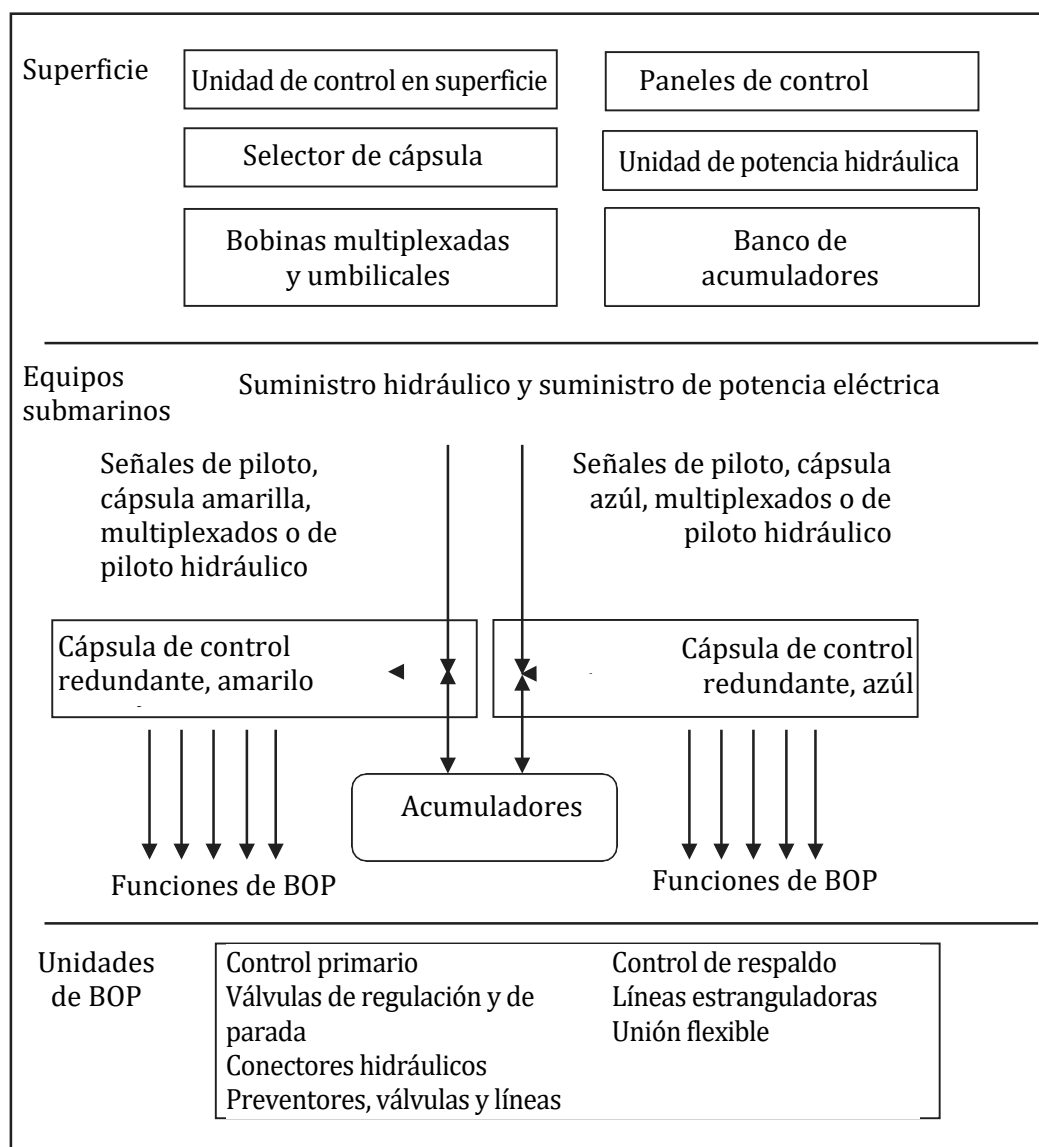


Figura A.40 — Definición de límites — Preventores de sobrecarga submarinos (BOP)

Un Preventor de sobrecarga submarina típicamente está compuesto de los siguientes componentes (véase también tabla de subdivisión de equipos, a continuación):

- Uno o dos dispositivos de prevención anulares, los cuales sellan las penetraciones tubulares en el pozo;
- Entre tres y seis preventores de ariete, los cuales, dependiendo de la instalación, pueden sellar los diferentes tubos en el pozo, cortar los tubos y sellar los orificios vacíos;
- Dos (2) conectores: un conector que conecta el BOP a la boca de pozo, llamado el conector de boca de pozo, y el conector LMRP, que conecta el LMRP al BOP, para que exista la posibilidad de desconectar el LMRP del BOP;
- Cuatro a diez válvulas estranguladoras, las cuales pueden ser operadas para la observación de la presión contenida en el BOP, la circulación de fluido presurizado desde el pozo y la inyección de fluido presurizado al pozo.

Tabla A.122 — Subdivisión de equipos — Preventores de sobrecarga submarinos (BOP)

Equipo	Preventores de sobrecarga submarinos (BOP)				
Sub-unidad	Preventores, líneas y válvulas	Conectores Hidráulicos	Unión flexible	Control primario	Control de respaldo ^b
Ítems mantenibles	<p>Preventores anulares:</p> <p>Cuerpo</p> <p>Bridas</p> <p>Elemento de empaquetadura</p> <p>Pistón hidráulico</p> <p>Sellos</p> <p>Preventores de ariete:</p> <p>Cuerpo</p> <p>Dispositivo de bloqueo</p> <p>Bridas</p> <p>Bloqueo de ariete</p> <p>Sellos de ariete</p> <p>Hoja de corte</p> <p>Piston/operador</p> <p>Sellos</p> <p>Válvulas :</p> <p>Acionador</p> <p>Cuerpo de compuerta</p> <p>Bonete de sellos</p> <p>Líneas estranguladoras:</p> <p>Línea conectada a riser</p> <p>Acoplamientos/ conectores</p> <p>Sellos</p> <p>Mangueras/tubos rígidos</p> <p>Manguera cuelllo de cisne</p>	<p>Conectores LMRP y conectores de boca de pozo</p> <p>Cuerpo</p> <p>Mecanismo de bloqueo</p> <p>Pistón(es)</p> <p>Anillo sellador de la cavidad principal</p> <p>Sellos</p>	<p>Unión flexible:</p> <p>Elemento flexible</p> <p>Carcasa</p> <p>Bridas</p> <p>Anillo de desgaste</p> <p>Anodos</p> <p>Pernos</p>	<p>Submarino:</p> <p>Cápsula de control</p> <p>Válvulas de piloto</p> <p>Válvulas conectoras</p> <p>Acumuladores</p> <p>Válvulas de regulación de presión</p> <p>Válvulas de solenoide</p> <p>Válvulas de retención</p> <p>Otras válvulas</p> <p>Fluido de control hidráulico</p> <p>Sellos</p> <p>Equipos eléctricos/ Instrumentación SEM (ej. sensores de flujo/presión)</p> <p>Tuberías/Mangueras</p> <p>Haz de líneas hidráulicas (líneas de piloto y suministro principal)</p> <p>Cables multiplexados</p> <p>Línea rígida de suministro hidráulico</p> <p>Superficie:</p> <p>Paneles de control</p> <p>Unidad de control en superficie</p> <p>Suministro de energía eléctrica</p> <p>Respaldo de batería (UPS)</p> <p>Botón</p> <p>Instrumentación (ej. presión, sensor, lectura)</p> <p>Unidad de potencia hidráulica</p> <p>Cápsula de control</p> <p>Bobinas de cápsula</p>	<p>Submarino:</p> <p>Válvulas de solenoide</p> <p>Válvulas de piloto</p> <p>Válvulas conectoras</p> <p>Acumuladores</p> <p>Unidad de control submarina</p> <p>Batería</p> <p>Transductores</p> <p>Superficie:</p> <p>Unidad de control de superficie</p> <p>Transductores</p> <p>Operado por ROV^a:</p> <p>Hot stab</p> <p>Válvulas conectoras</p> <p>Válvulas de corte operadas por ROV</p> <p>Panel de intervención ROV</p>

^a Véase API/Std 53 con respecto al respaldo ROV.

^b Corte automático, sistema de hombre muerto, ROV y sistema de control acústico ahora están cubiertos en esta sub-unidad, dependiendo del diseño del BOP submarino.

Tabla A.123 — Datos específicos al equipo— Preventores de sobrecarga (BOP) submarinos

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Tipo de plataforma	Especificar	Semi-sumergible, buque de perforación, autoelevadiza, etc.	Mediana
Anclaje de plataforma	Especificar	DP, anclado	Mediana
Fabricante/proveedor de BOP	Especificar	Texto libre	Alta
Dimensión	Especificar (diámetro interno)	Milímetros (pulgadas)	Mediana
Tamaño	Altura y masa	Milímetros (pulgadas), kilogramas (toneladas cortas)	Baja
Clasificación de presión	Especificar	Pascal (libras por pulgada cuadrada)	Alta
Ubicación de instalación/ profundidad de agua registrada	Especificar	Pies (metros)	Mediana
Preventores de ariete – fabricante (y modelo)	Especificar	Especificar	Alta
Preventores de ariete, clasificación de presión	Especificar	Pascal (libras por pulgada cuadrada)	Alta
Número de cilindros fijos	Especificar	Número	Mediana
Número de cilindros flexibles	Especificar	Número	Mediana
Número de cilindros ciegos	Especificar	Número	Mediana
Número de cilindros de corte ciegos	Especificar	Número	Mediana
Número de cilindros de corte en carcasa	Especificar	Número	Mediana
Preventores anulares – fabricante (y modelo)	Especificar	Especificar	Alta
Preventores anulares, clasificación de presión	Especificar	Pascal (libras por pulgada cuadrada)	Alta
Número de preventores anulares	Especificar	Número	Mediana
Conector LMRP - fabricante y modelo	Especificar	Especificar	Alta
Conector LMRP - clasificación de presión	Especificar	Pascal (libras por pulgada cuadrada)	Mediana
Conector de boca de pozo – fabricante (y modelo)	Especificar	Especificar	Alta
Conector de boca de pozo - clasificación de presión	Especificar	Pascal (libras por pulgada cuadrada)	Mediana
Número de conexiones a la boca de pozo	Especificar el total de veces en las que el BOP ha sido activado y (re) conectado a la boca de pozo durante el periodo de vigilancia	Número	Mediana
Válvulas de estrangulación – fabricante (y modelo)	Especificar	Especificar	Mediana
Número de válvulas de estrangulaciones	Especificar	Número	Mediana
Tipo de fluido de control	Especificar	Base aceite, base de agua	Alta
Tipo de sistema de control	Especificar	Multiplexado, piloto hidráulico, otros	Alta
Marca y versión de sistema de control	Especificar	Especificar	Alta
Sistema de control secundario	Especificar	Especificar	Mediana

A283 Preventores de sobrecarga (BOP) en superficie

La clase de equipo “Preventores de sobrecarga (BOP) en superficie” es específica a las operaciones en tierra o a aquellas estructuras que están sujetadas al lecho marino, y son generalmente similares a los preventores de sobrecarga submarinos. Por lo tanto, algunos de los componentes del ejemplo mostrado para los preventores de sobrecarga submarinos también son aplicables para los preventores de sobrecarga en superficie, con la excepción de los ítems mantenibles submarinos específicos enumerados en A.2.8.2.

En principio, un BOP en la superficie es similar a un BOP submarino. Las diferencias principales están relacionadas al control de las funciones del BOP, y al hecho de que, en general, los BOPs instalados en la superficie poseen menos funciones que los BOP submarinos.

La función principal del BOP instalado en la superficie consiste en consiste en cerrar la cavidad del pozo con el fin de hacer circular el fluido de perforación que tiene una densidad más elevada, recuperando así el control hidroestático del pozo. El BOP de superficie también puede ser utilizado para otros propósitos, tales como las pruebas de la carcasa, pruebas de presión de fuga, inyección de cemento, etc.

El ejemplo de la taxonomía de un BOP de superficie expuesto en la Figura A.41 corresponde a un BOP montado en la superficie y utilizado para la perforación.

Tabla A.124 — Clasificación de tipos— Preventores de sobrecarga (BOP) en superficie

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Preventores de sobrecarga en superficie	BT	Con piloto hidráulico	PH
		Multiplexado electro-hidráulico	MX

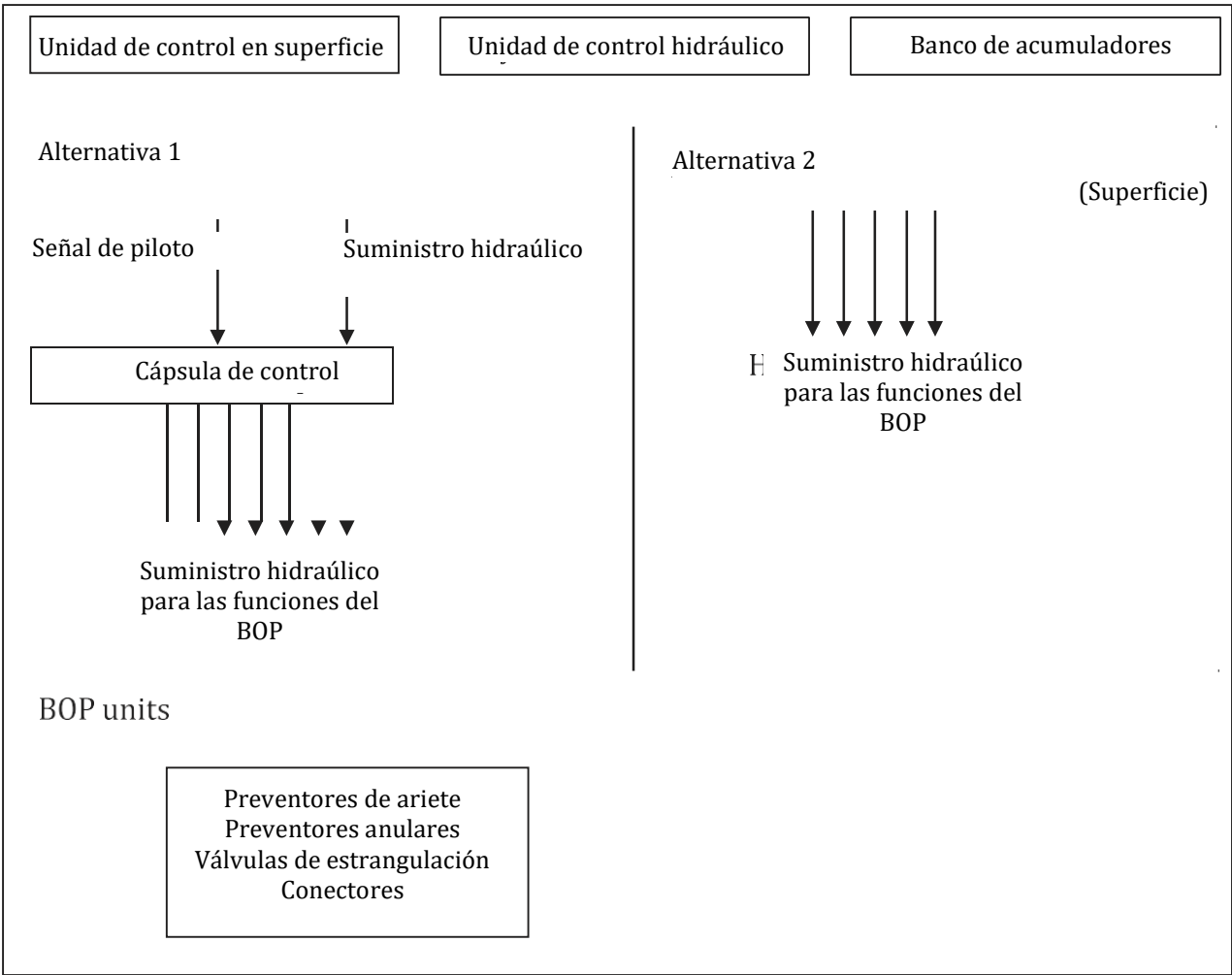


Figura A.41 — Definición de límites — Preventores de sobrecarga (BOP) en superficie

Un BOP de superficie típicamente consiste de los siguientes componentes principales (véase también table de subdivisión de equipos a continuación):

- a) Uno o dos preventores anulares que sellan las penetraciones tubulares en el pozo;
- b) Tres a seis preventores de ariete, los cuales, dependiendo de la instalación, pueden sellar los diferentes tubos en el pozo, cortar los tubos y sellar los orificios vacíos;
- c) Un conector principal que conecta el BOP a la boca de pozo;
- d) Cuatro a diez válvulas estranguladoras, las cuales pueden ser operadas para la observación de la presión contenida en el BOP, la circulación de fluido presurizado desde el pozo y la inyección de fluido presurizado al pozo.

Tabla A.125 — Subdivisión de equipos — Preventores de sobrecarga (BOP) en superficie

Equipo	Preventores de sobrecarga (BOP) en superficie		
Sub-unidad	Preventores, válvulas y líneas	Conectores	Control primario
Ítems mantenibles	Preventor anular: Cuerpo Bridas Elemento de empaquetadura Pistón hidráulico Sellos Preventores de ariete: Cuerpo Dispositivo de bloqueo Bridas Bonete de bloque de ariete Sellos de ariete Hoja de corte Pistón/operador Sellos Válvulas de estrangulación: Accionador Cuerpo de compuerta Bonete de sellos Manguera cuello de cisne Líneas de estrangulación: Conectores Sellos Manguera/Tubo Tubo rígido	Conectores: Cuerpo Mecanismo de bloqueo Pistón(es) Anillo de sello de la cavidad principal Sellos	Surface controls: Cápsula de control Válvulas de piloto Válvulas de regulación de presión Válvulas solenoide Válvulas de retención Otras válvulas Fluido de control hidráulico Sellos Equipos eléctricos/SEM Instrumentación (ej. sensores de flujo/presión) Tuberías/Mangueras Haz de líneas hidráulicas (líneas de piloto y suministro principal) Cables multiplexados Línea de suministro hidráulico Paneles de control Unidad de control en superficie Suministro de energía eléctrica Suministro de energía Respaldo de batería (UPS) Botón Instrumentación (ej. sensor de presión, lector) Unidad de potencia hidráulica

Tabla A.126 — Datos específicos al equipo— Preventores de sobrecarga (BOP) en superficie

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Tipo de instalación	Especificar	Semi-sumergible, autoelevadiza, TLP, en tierra, otros	Mediana
Anclaje	Especificar	DP, anclado, no	Mediana
Fabricante/proveedor de BOP	Especificar	Texto libre	Alta
Dimensión	Especificar (diámetro interno)	Milímetros (pulgadas)	Mediana
Tamaño	Altura y masa	Milímetros (pulgadas), kilogramos (toneladas cortas)	Baja
Clasificación de presión	Especificar	Pascal (libras por pulgada cuadrada)	Alta
Ubicación de instalación/ profundidad de agua registrada	Especificar	Pie (metros)	Mediana
Preventores de ariete – fabricante (y modelo)	Especificar	Especificar	Alta
Preventores de ariete, clasificación de presión	Especificar	Pascal (libras por pulgada cuadrada)	Alta
Número de preventores de ariete	Especificar	Número	Mediana
Preventores anulares – fabricante (y modelo)	Especificar	Especificar	Alta
Preventores anulares, clasificación de presión	Especificar	Pascal (libras por pulgada cuadrada)	Alta
Número de Preventores anulares	Especificar	Número	Mediana
Conector a boca de pozo – fabricante (y modelo)	Especificar	Especificar	Alta
Conector en boca de pozo - clasificación de presión	Especificar	Pascal (libras por pulgada cuadrada)	Mediana
Número de conexiones a boca de pozo	Especificar el total de veces en las que el BOP ha sido activado y (re) conectado a la boca de pozo durante el periodo de vigilancia	Número	Mediana
Válvulas de estrangulación – fabricante (y modelo)	Especificar	Especificar	Mediana
Número de Válvulas de estrangulación	Especificar	Número	Mediana
Tipo de fluido de control	Especificar	Base de aceite, base de agua	Alta
Tipo de sistema de control	Especificar	Multiplexado, piloto hidráulico, otros	Alta
Marca y versión de sistema de control	Especificar	Especificar	Alta
Sistema de control secundario	Especificar	Especificar	Mediana

A.2.9 Intervención en pozo

A291 Equipos de control de pozo en superficie

Los equipos de control de pozo en superficie son relevantes para las siguientes intervenciones en pozos:

- tuberías en espiral;
- cable eléctrico;
- entubación bajo presión.

Los principios de recolección e intercambio de datos definidos en este Estándar Internacional se aplican también a tales equipos.

Nótese que los equipos de control de pozo en superficie consisten exclusivamente de equipos ubicados en la superficie o en tierra. En caso de intervención submarina en pozos (en donde p.ej. el árbol de superficie está cubierto en la [Tabla A.128](#)), existirán interfaces encima de este árbol de superficie, y esta clase de equipo en la presente sección proporciona mayores detalles.

Nótese que los BOPs submarinos y de superficie aparecen en A.2.8.2 y A.2.8.3.

Las siguientes tres clases de equipo son mencionadas por separado en la [Tabla A.4](#), pero debido a las similitudes entre ellas, están combinadas en esta sección, y por lo tanto se debe utilizar la clasificación de tipo de equipos de la table siguiente para la recolección de datos de confiabilidad para tales equipos de control de pozo en superficie.

- tuberías en espiral, equipos de control de pozo en superficie;
- cable eléctrico, equipos de control de pozo en superficie;
- entubación bajo presión, equipos de control de pozo en superficie.

Tabla A.127 — Clasificación de tipos- Equipos de control de pozo en superficie (para intervención de pozos)

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Equipos de control de pozo en superficie (para intervención en pozos)	WC	Tuberías en espiral	W1
		Entubación bajo presión	W2
		Cable eléctrico	W3

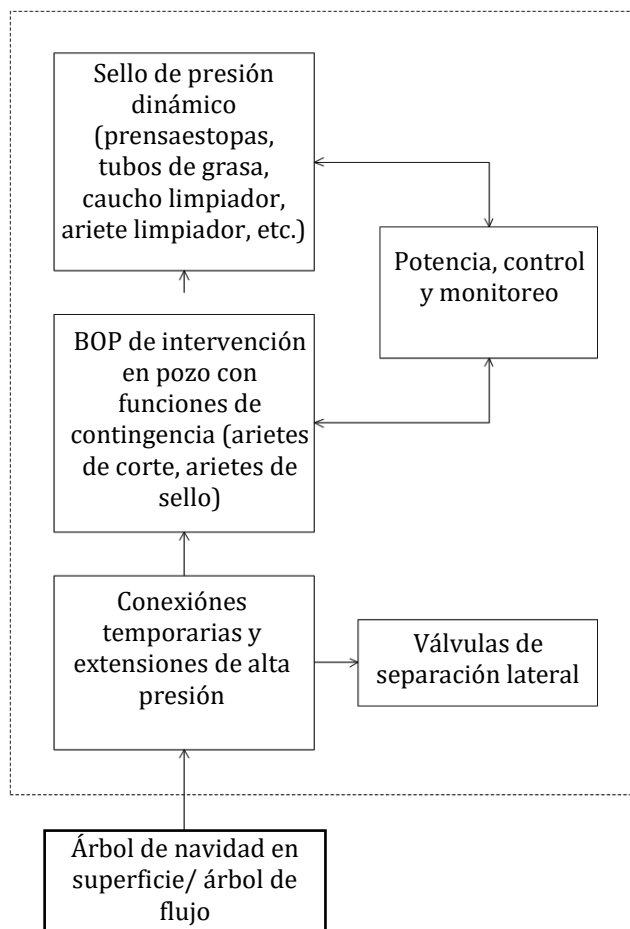


Figura A.42 — Definición de límites - Equipos de control de pozo en superficie (para intervención en pozos)

Tabla A.128 — Subdivisión de equipos - Equipos de control de pozo en superficie (para intervención en pozos)

Equipo	Equipos de control de pozo en superficie (para intervención en pozos)				
Sub-unidad	Conexión temporaria y extensión de alta presión	BOP de intervención en pozo	Sello de presión dinámico	Válvula de separación lateral	Control y monitoreo
Ítems mantenibles	Superficie de sellado Elemento de sellado	Ensamble de ariete Elemento de sellado Elemento de corte	Elemento de sellado Circuito hidráulico	Válvula, separación del proceso Válvula, separación de suministro	Motor de impulso Válvula de control solenoide Válvula controlada por piloto Accionador manual Acumulador Módulo electrónico Acoplamiento hidráulico Conector de suministro/señal LV Válvula de alivio Válvula conectora Filtro Bomba Tanque de fluido hidráulico

Tabla A.129 — Datos específicos al equipo— Equipos de control de pozo en superficie (para intervención en pozos)

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Fabricante	Especificar	Texto	Alta
Identificación de unidad	Número de modelo/pieza/serie del fabricante	Número o nombre	Alta
Función de unidad	Descripción funcional de la unidad	Texto	Alta
Tipo de unidad	Tipo de unidad (ariete, válvula de compuerta, válvula de bola, etc.)	Texto	Alta
Tamaño	Tamaño nominal (cavidad)	Milímetros (pulgadas)	Alta
Tipo de conexiones	Especificar	Texto	
Tipo de elastomero	Especificar tipo de elastomero para equipos con elementos de sellado dinámicos y estáticos	Texto	Alta
Clasificación de presión	Clasificación de presión de trabajo	Pascal (bar, psi)	Alta
Exposición a presión	Presiones de operación experimentadas	Pascal (bar, psi)	Alta
Exposición a fluidos	Sólo fluidos principales	Petróleo, gas, condensado, salmuera, CO ₂ , H ₂ S	Alta

A292 Intervención de pozos submarina

La recolección de datos de confiabilidad para 'Intervención de pozos submarina' puede realizarse a través de tres modos de operación, los cuales pueden tener formatos de taxonomía ligeramente diferentes. Éstos son:

- a) Intervención en pozos sin tubo de elevación (RLWI);
- b) Intervención en aguas abiertas;
- c) Intervención a través de BOP/tubo de elevación de perforación.

La intervención RLWI para la ejecución de operaciones submarinas de cables eléctricos es comparable a las operaciones de cables eléctricos realizadas mediante equipos de control de pozo en superficie según lo descrito en A.2.9.1.

Este Estándar Internacional presenta los datos específicos al equipo para b) intervención en aguas abiertas, y por lo tanto a este modo se le asigna la clase de equipo OI, véase abajo.

Otras herramientas de intervención que aparecen como parte de este Estándar Internacional, tales como las herramientas de manejo del módulo de control de flujo, SCM y recuperación de válvulas en las instalaciones de producción submarinas no están cubiertas en esta taxonomía; véase clase de equipo "Intervención submarina".

Tabla A.130 — Clasificación de tipos— Intervención de pozos submarina: Intervención en aguas abiertas

Clase de equipo — Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Intervención en aguas abiertas	OI	Terminación de pozos	WC
		Intervención en pozo – mar abierto (modo árbol)	WI
		Reparación completa (modo árbol)	WO

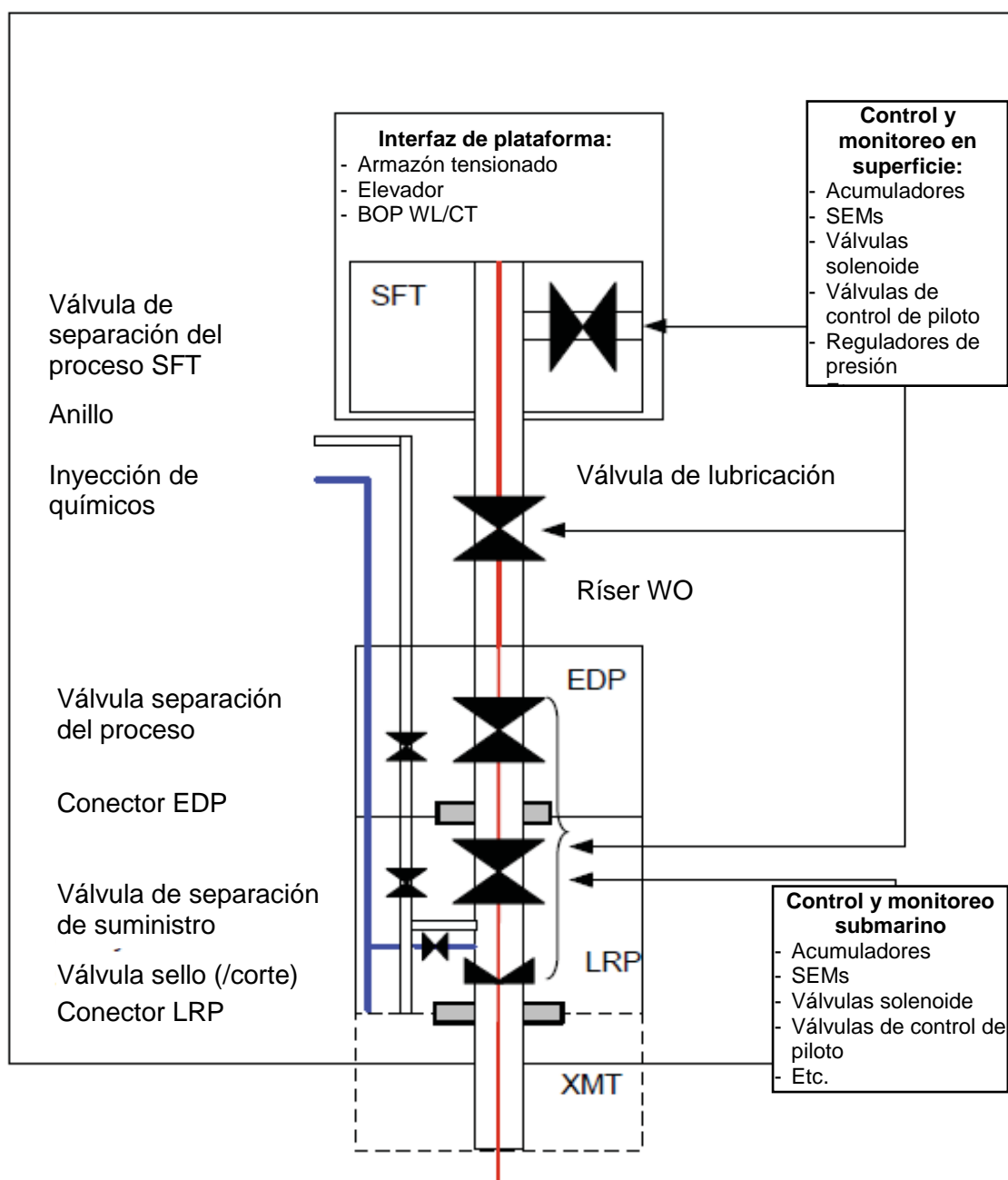


Figura A.43 — Definición de límites — Intervención de pozos submarina: Intervención en aguas abiertas

Favor considerar los siguientes comentarios con respecto al diagrama anterior:

- 1) Las líneas discontinuas indican equipos que no están incluidos. Además, nótese que sólo algunas partes del interaz en la plataforma están incluidas en esta clase de equipo (véase [Tabla A.131](#)), mientras que otras partes están cubiertas en la clase de equipo Equipos de control de pozo en superficie (A.2.9.1).
- 2) El diagrama es sólo indicativo, y no cubre todos los componentes enumerados en la tabla de subdivisión de equipos.
- 3) Normalmente, la válvula de separación del proceso se encuentra ubicada por debajo del conector EDP, y la válvula de cavidad principal arriba del conector EDP se denomina Válvula Retenedora.
- 4) Existen diferentes tipos de configuraciones de sistemas de control disponibles en el mercado, p.ej. hidráulico directo, electrohidráulico.
- 5) Las válvulas de separación del proceso podrían ser, por ejemplo, PIV, RV o XOY. Nótese que podría ser necesario las válvulas de separación del sistema puedan cortar.

- 6) Las válvulas de corte (/sello) son generalmente de tipo ariete de corte (sello).
- 7) La eliminación de la oscilación vertical se implementa generalmente a través del elevador y compensador de movimiento o una grúa con compensación de oscilación vertical. Se debe aclarar la posición y función de las uniones lisas.
- 8) Nótese que la Tabla A.4 tiene “Ríser de perforación y terminación” como clase de equipo que cubriría el tubo de elevación de reparación.
- 9) El Sistema de Control de Reparación (WOCS) es diferente, y por lo tanto debe analizarse por separado. Esto se realiza mediante la introducción de dos sub-unidades nuevas, ‘Control y monitoreo en superficie’ y ‘Control y monitoreo submarino’, las cuales están siempre asociadas a las taxonomías de intervención de pozos y no deben confundirse con la clase de equipo “Equipos submarinos de control de producción”.
- 10) Las Uniones de seguridad (clase de equipo Líneas submarinas) y Uniones en punto de tensión (clase de equipo Tubos de elevación de árbol seco) pueden ser diferentes a las uniones de seguridad/uniones en puntos de tensión WO.

Tabla A.131 — Subdivisión de equipos — Intervención de pozos submarina: Intervención en aguas abiertas

Equipo	Intervención de pozos submarina: Intervención en aguas abiertas					
Sub-unidad	Paquete de control del pozo (WCP)	Paquete de desconexión de emergencia (En parte superior de WCP)	Tubo de elevación WO	Interfaz en plataforma ^a	Control y monitoreo en superficie ^b	Control y monitoreo submarino ^b
Ítems mantenibles	Válvula, separación del proceso Válvula, separación de suministro Válvula, corte Conector	Válvula retenedora Válvula de separación de suministro Conector Válvula de drenaje	Unión en punto de tensión WO Unión de seguridad WO Unión en punto de tensión Eliminador de oscilación vertical Unión lisa Conector giratorio	Armazón tensionado Interfaz de elevador	Válvula de control solenoide Válvula de control piloto Acumulador-superficie Acoplamiento hidráulico Estación de control maestro (en superficie) Regulador de presión Bomba WOCS incl. accionador Conector de suministro/señal LV Panel de detención Filtro Bobinas Sistema de purga UPS Válvula, alivio	Válvula de control solenoide Válvula de control piloto Acumulador-submarino Acoplamiento hidráulico Umbilical WO Módulo electrónico submarino Conector de suministro/señal LV Filtro Válvula, alivio Válvula, conectora Bomba impulsada submarina Tanques submarinos de fluido hidráulico
^a Véase también clase de equipo Equipos de control de pozo en superficie en A.2.9.1. ^b WOCS toma el control temporario (desde el control de producción submarino normal – véase A.2.6.1) del árbol de navidad submarino durante la intervención submarina. WOCS tiene control permanente de los SPS (ej. para árboles de navidad submarinos).						

Tabla A.132 — Datos específicos al equipo— Intervención de pozos submarina: Intervención en aguas abiertas

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Tipo de plataforma	Especificar	Semi-sumergible, buque de perforación, etc.	Mediana
Sistema de control ^a	Sistema de control de intervención	Hidráulico directo Electrohidráulico Directo Electrohidráulico Multiplexado	Mediana
^a esto es un subconjunto y es equivalente a la clasificación de tipo de equipo en Tabla A.87 para los Equipos submarinos de control de producción			

A.2.10 Equipos marítimos

A2.10.1 Autoelevación y fijación

Las unidades autoelevadoras utilizadas en la industria de petróleo y gas pueden dividirse en dos grupos principales: unidades autoelevadoras de perforación y unidades autoelevadoras de servicio.

Las unidades autoelevadoras de perforación se utilizan principalmente para:

- perforación de exploración;
- Perforación de producción, terminación e intervención de pozo en base submarina;
- Perforación de producción, terminación e intervención de pozo en plataforma de boca de pozo.

Las unidades autoelevadoras de servicio se utilizan principalmente para:

- alojamiento;
- elevación de cargas pesadas;
- sondajes geotécnicos.

Tabla A.133 — Clasificación de tipos— Autoelevación y fijación

Clase de equipo - Nivel 6		Tipo de equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Autoelevación y fijación	JF	Pilares reticulados	TL
		Pilares de columna	CL

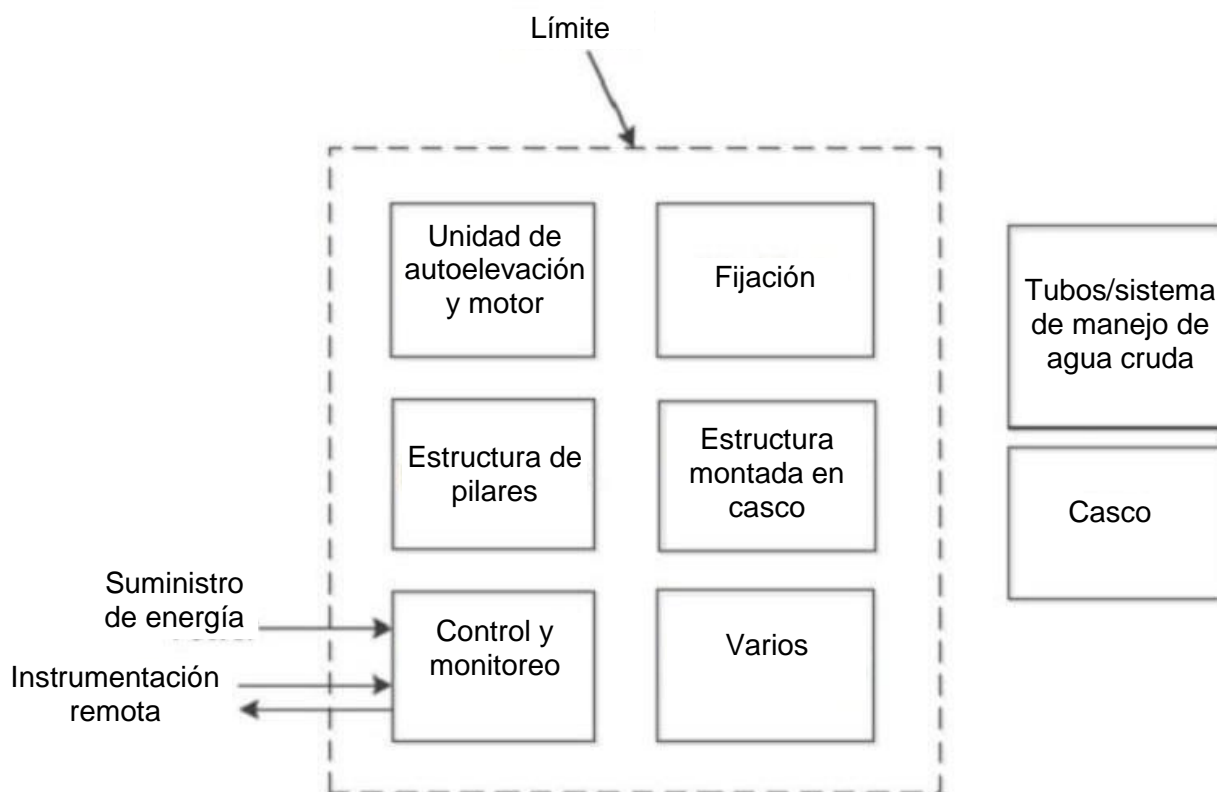


Figura A.44 — Definición de límites — Autoelevación y fijación

Tabla A.134 — Subdivisión de equipos — Autoelevación y fijación

Equipo	Autoelevación y fijación					
Sub-unidad	Unidad de autoelevación	Fijación	Estructura de pilares	Estructura montada en casco	Control y monitoreo	Varios
Ítems mantenibles	Sistema de movimiento de carga Motor Transmisión Piñón Transmisión variable Freno Sistema de engrase	Unidad de fijación	Cuerda Refuerzos Zapata (spud can) Escalerilla Sistema de chorros Protección contra corrosión Sistema de engrase	Estructura de soporte de autoelevación Guías de pilares	Dispositivo de accionamiento Unidad de control Suministro de energía interna Sensor de monitoreo Válvula Cableado Tuberías Sellos	HPU Otros

Tabla A.135 — Datos específicos al equipo — Autoelevación y fijación

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Aplicación	Clasificar	Perforación de exploración Perforación de producción/terminación de pozos en base submarina Intervención en pozo en base submarina Perforación de producción/terminación de pozo en plataforma de boca de pozo Intervención de pozo en plataforma de boca de pozo Autoelevable de servicio para alojamiento Autoelevable de servicio para elevación de cargas pesadas Autoelevable de servicio para sondajes geotécnicos	Alta
Capacidad de retención de sobrevivencia	Capacidad de retención de sobrevivencia	Toneladas	Mediana
Carga de autoelevación - emergencia	Carga de autoelevación de emergencia	Toneladas	Baja
Clasificación de carga de autoelevación	Carga de autoelevación clasificada	Toneladas	Mediana
Torque de salida	Torque de salida transmisión	N/m	Mediana
Conteo de piñones	Número de piñones	Cada uno	Mediana
Potencia de operación	Potencia – operación	Kilovatios, KW	Mediana
Velocidad de elevación – carga máx.	Velocidad de elevación con carga máx.	Metros por segundo, m/s	Mediana
Velocidad de elevación – sin carga	Velocidad de elevación sin carga	Metros por segundo, m/s	Baja
Velocidad de eje de entrada	Velocidad_eje_entrada	Revoluciones por minuto, rpm	Baja
Velocidad de eje de salida	Velocidad_eje_salida	Revoluciones por minuto, rpm	Baja
Freno de torque	Freno de torque	N/m	Baja
Tipo de almacén de autoelevación	Tipo de almacén de autoelevación	Fijo, flotante	Mediana

A.2.11 Suministros

Ningún ejemplo incluido en [Anexo A](#).

NOTA Los suministros pueden incluir desde equipos individuales (ej. bombas) hasta ensambles más complejos (paquetes).

EJEMPLOS Sistema de agua de extinción de incendios, HVAC, suministro de potencia hidráulica, etc.

Dependiendo de la aplicación, se puede recolectar datos a nivel de la unidad individual y estimar la confiabilidad al calcular la confiabilidad total para el ensamble de suministro. De otra manera, los datos pueden ser recolectados para el sistema de suministro en su totalidad. Es necesario establecer una definición taxonómica adaptada a la alternativa seleccionada.

A.2.12 Auxiliarios

Ningún ejemplo incluido en [Anexo A](#).

Anexo B **(normativo)**

Interpretación y notación de parámetros de fallas y mantenimiento

Interpretación de fallas

Al momento de recolectar datos (véase 7.1.2 and B.2.6), debe estar consciente de que las fallas pueden producirse mediante uno de un número de modos de falla, p.ej. pérdida total de funcionamiento, degradación de funcionamiento por debajo del límite aceptable o desperfectos en el estado o condición de un ítem (falla incipiente) que tienen una alta probabilidad de resultar en una falla funcional si no se corrigen.

También debe estar consciente de que puede ser útil distinguir entre la recolección de datos para propósitos de confiabilidad y de disponibilidad, según lo siguiente:

- a) Para los propósitos de confiabilidad, son principalmente las fallas intrínsecas del equipo que son de interés, es decir, las fallas físicas que ocurren en el equipo bajo consideración, las cuales normalmente requieren de reparación (mantenimiento correctivo) y deben ser registradas.
- b) Para la historia completa de ciclo de vida del equipo, es necesario registrar todas las acciones de mantenimiento preventivo de manera similar al mantenimiento correctivo.
- c) Para los propósitos de disponibilidad, se debe registrar todas las fallas que han generado paradas del equipo. Esto puede incluir paradas debido a que se excedieron los límites operacionales (ej. trips reales) en donde no se produjo una falla física del equipo.
- d) Aún si no ha ocurrido ninguna falla dentro del tiempo de vigilancia, es posible estimar la tasa de falla en base a los datos registrados (véase C.3.3). Por lo tanto, registrar la historia de confiabilidad para los equipos puede ser útil en periodos sin ninguna falla.

La [Tabla B.1](#) proporciona algunos lineamientos con respecto a este tema, al distinguir entre los datos recolectados como datos de confiabilidad y los datos adicionales recolectados como datos de disponibilidad.

El Anexo F, además de ISO/TR 12489:2013 y IEC 61508:2010 también proporcionan lineamientos acerca de qué considerar como falla en el caso de los equipos de seguridad. Esta definición puede relacionarse a pérdidas de funcionamiento, capacidad reducida u operación fuera de los límites establecidos.

Es posible que no se pueda elaborar una descripción completa de la falla antes de realizar las acciones preventivas. En algunos casos (fallas incipientes), la acción correctiva puede ser aplazada intencionadamente (ej. mantenimiento de oportunidad). En este caso, puede ser necesario registrar tanto la fecha de detección de la falla como la fecha de la acción correctiva. Para los propósitos del análisis, se debe utilizar la segunda.

Tabla B.1 — Fallas en relación a la confiabilidad y disponibilidad

Tipo of failure/maintenance to record	Confiabilidad	Disponibilidad
Fallas que requieren de alguna acción de mantenimiento correctivo (reparación, reemplazo)	Sí	Sí
Fallas descubiertas durante la inspección, ensayos y/o mantenimiento preventivo que requieren de reparación o reemplazo de los ítems que típicamente no son de desgaste (sellos, rodamientos, accionadores, etc.)	Sí	Sí
Fallas de dispositivos de seguridad o de control/monitoreo que requieren parar el ítem (trip) o reducir la capacidad del ítem por debajo de los límites establecidos.	Sí	Sí
Parada (trip) del ítem (ya sea por control automático o manual) debido a condiciones externas o errores de operación, en donde no se revela una condición de falla del ítem.	No	Sí
Falla del equipo debido a impacto externo (ej. pérdida de suministro de energía, impacto estructural, etc.)	No	Sí
Reemplazo periódico de consumibles y piezas normales de desgaste	No	No
Servicios de mantenimiento planeado menores, tales como ajustes, lubricación, limpieza, reemplazo del aceite, reemplazo o limpieza del filtro, pintura, etc.	No	Sí
Ensayos e inspecciones	No	Sí
Activación "bajo demanda"	Sí	Sí
Mantenimiento preventivo o planeado ^a	Sí (No)	Sí
Modificaciones, obras nuevas, upgrade ^b	No	Sí/No
^a Para obtener la historia completa del ciclo de vida del equipo, se debe registrar el mantenimiento preventivo real. Para registrar las fallas solamente, se puede saltar este paso. ^b Las modificaciones normalmente no forman parte del mantenimiento, pero muchas veces se implementan por personal de mantenimiento.		

B.2 Notación de fallas y datos de mantenimiento

B.2.1 General

Con el objeto de limitar el tamaño de la base de datos y facilitar el análisis de los datos, se recomienda utilizar datos codificados siempre que sea aplicable. Un inconveniente del uso de los códigos es que se puede perder información útil, y que la selección de códigos inapropiados puede producir información no informativa. La disponibilidad de demasiados códigos puede generar confusión, y pueden existir códigos duplicados, mientras que, si no existen suficientes códigos, no se puede describir de manera apropiada el área a cubrir. Es necesario contar con una definición unificada e interpretación universal de los códigos para obtener información confiable.

En todos los casos, es recomendable suplementar los códigos con la capacidad para ingresar texto libre, con el fin de mejorar la interpretación de los eventos individuales, tanto para propósitos de calidad antes de ingresar los datos a la base de datos como para el análisis en detalle posterior de los registros individuales (ej. eventos de falla).

El Anexo B.2 presenta un método de codificación que ha resultado útil para la recolección de datos de confiabilidad y mantenimiento en la industria de petróleo y gas natural, y debe ser aplicable a clases de equipos similares dentro de la industria petroquímica. Para algunos equipos y/o usos específicos, se puede utilizar códigos suplementarios.

Se debe establecer un método de reportar las fallas (véase 7.1.2) que permite registrar la fecha y hora de la falla además de los detalles del modo de falla (véase B.2.6), el mecanismo de falla (véase B.2.2) y la causa de falla (causa raíz) (véase B.2.3). Adicionalmente, se debe registrar el método de detección (véase B.2.4) y la actividad de mantenimiento (véase B.2.5). Se debe utilizar los códigos proporcionados en las tablas siempre que sea practicable, agregando texto libre adicional si es necesario.

Tenga cuidado de distinguir entre el mecanismo de falla y el modo de falla.

Los modos de falla se presentan en las [Tablas B.6 a B.14](#) para los ejemplos de equipos incluidos en el [Anexo A](#), según lo mostrado en la [Tabla A.4](#). [Tabla B.15](#) resume todos los modos de falla.

Se debe preferir códigos de subdivisión para los mecanismos de falla y causas de falla, p.ej. los números 1.1, 1.2 etc., por sobre el código de categoría general de falla, p.ej. 1, etc. (véase [Tablas B.2](#) y B.3).

La [Tabla 3](#) muestra como el modo de falla, mecanismo de falla y causa de falla están relacionados a los diferentes niveles taxonómicos.

B2.2 Mecanismo de falla

El mecanismo de falla es el proceso físico, químico u otro, o la combinación de procesos, que dé lugar a la falla. Es un atributo del evento de falla que puede deducirse técnicamente, p.ej. la causa aparente observado de la falla. La (s) causa (s) raíz de la falla se codifica(n) siempre que esta información esté disponible (este Estándar Internacional recomienda incluir un campo separado para esta información).

Los códigos de mecanismo de falla se están relacionados a las siguientes categorías generales de tipos de fallas:

- a) fallas mecánicas;
- b) fallas de material;
- c) fallas de instrumentación;
- d) fallas eléctricas;
- e) influencia externa;
- f) varios.

Esta categorización es bastante general, y dentro de cada categoría se recomienda utilizar una categorización más detallada, según lo mostrado en la [Tabla B.2](#). Si no existe suficiente información para aplicar los códigos en este subnivel, entonces los códigos en el nivel principal según el listado anterior pueden ser utilizados. Esto implica que los códigos descriptivos para fallas mecánicas, con los números 1.1, 1.2, etc., son preferibles al código general de categoría de falla, 1.0 etc. (véase [Tabla B.2](#)).

El mecanismo de falla generalmente debe estar relacionado a un nivel jerárquico menor (nivel de sub-unidad o ítem mantenible). En términos prácticos, el mecanismo de falla representa un modo de falla al nivel del ítem. Se debe tener cuidado de distinguir entre el mecanismo de falla y el modo de falla.

EJEMPLO Se registra que una válvula empezó a presentar una fuga de hidrocarburos al ambiente, pero no se registraron causas adicionales. Aquí, el modo de falla debe ser codificado bajo ELP (fuga externa del medio del proceso), y el mecanismo de falla debe ser codificado como desconocido (6.4) y no fuga (1.1).

El mecanismo de falla también está relacionado a la causa de falla (véase B.2.3); éste último tiene el propósito de revelar la causa raíz subyacente de la falla.

Se identifican seis categorías de mecanismos de falla en la [Tabla B.2](#), junto con las subdivisiones y códigos relacionados para el uso en bases de datos.

Tabla B.2 — Mecanismo de falla

Mecanismo de falla		Subdivisión del mecanismo de falla		Descripción del mecanismo de falla
Número de código	Notación	Número de código	Notación	
1	Falla mecánica	1.0	General	Falla relacionada a algún defecto mecánico, pero donde no se conocen detalles mayores.
		1.1	Fuga	Fugas externas e internas, ya sean de líquidos o gases: si el modo de falla al nivel del equipo se codifica como “fuga”, se debe utilizar un mecanismo de falla orientado a la causa siempre que sea posible.
		1.2	Vibración	Vibración anormal: Si el modo de falla al nivel del equipo es “vibración”, un mecanismo de falla orientado a la causa, la causa de la falla (causa raíz) debe ser registrado siempre que sea posible.
		1.3	Alineamiento/ espacio	Falla provocada por un espacio o alineamiento inadecuado.
		1.4	Deformación	Distorsión, flexión, abolladura, mellas, exceso de tensión, contracción, formación de ampollas, reptación, etc.
		1.5	Soltura	Desconexión, ítems sueltos.
		1.6	Atascamiento	Atascamiento, agarrotamiento, bloqueo por razones aparte de la deformación o problemas de alineamiento/espacio.
2	Falla de material	2.0	General	Falla relacionada a un defecto del material, pero donde no se conocen detalles mayores.
		2.1	Cavitación	Relevante para los equipos tales como las bombas y válvulas
		2.2	Corrosión	Todo tipo de corrosión, tanto húmeda (electroquímica) como seca (química)
		2.3	Erosión	Desgaste por erosión
		2.4	Desgaste	Desgaste abrasivo y adhesivo, p.ej. ralladuras, engrane, raspado, frotamiento
		2.5	Rotura	Fracturas, quebrantamientos, grietas
		2.6	Fatiga	Si la causa de la falla puede ser trazado a la fatiga, se debe utilizar este código.
		2.7	Sobrecalentamiento	Daños al material debido al sobrecalentamiento/ quemado
		2.8	Estallido	Ítem estallido, reventado, explosión, implosión, etc.
3	Falla de instrumentos	3.0	General	Falla relacionado al instrumento, pero donde no se conocen detalles mayores.
		3.1	Falla de control	Falta de regulación o regulación inapropiada
		3.2	Sin señal/ indicación/ alarma	Falta de señal/indicación/alarma esperada
		3.3	Señal/ indicación/ alarma defectuosa	Señal/indicación/alarma inapropiada en relación al proceso real. Puede ser falsa, intermitente, oscilante, arbitraria
		3.4	Desajuste	Error de calibración, cambio de parámetros
		3.5	Error de software	Falta de control/monitoreo/operación, control/monitoreo/operación inapropiada debido a error de software
		3.6	Falla de causa común/modo común	Varios instrumentos fallaron simultáneamente, p.ej. detectors de incendio y gas redundantes; también fallas relacionadas a una causa común.
^a La persona responsable de adquirir los datos debe juzgar cuál de los descriptores de mecanismo de falla es más importante si existe más de uno, intentando evitar los códigos 6.3 y 6.4.				
^b Los errores humanos no están considerados bajo los mecanismos de falla, sino que se consideran como parte de las causas de falla.				

Tabla B.2 (continúa)

Mecanismo de falla		Subdivisión del mecanismo de falla		Descripción del mecanismo de falla
Número de	Notación	Número de código	Notación	
4	Falal eléctrica	4.0	General	Fallas relacionadas al suministro y transmisión de energía eléctrica, pero donde no se conocen detalles mayores.
		4.1	Cortocircuito	Cortocircuito
		4.2	Circuito abierto	Desconexión, interrupción, cable roto
		4.3	Sin energía/voltaje	Suministro de energía eléctrica faltante o insuficiente
		4.4	Energía/voltaje inapropiado	Suministro de energía eléctrica inapropiado, p.ej. exceso de voltaje
		4.5	Falla de puesta a tierra/ aislamiento	Falla de puesta a tierra, baja resistencia eléctrica
5	Influencia externa	5.0	General	Failure debido a algún evento externo o sustancia fuera del límite, pero donde no se conocen detalles mayores.
		5.1	Bloqueo/ taponamiento	Restricción/taponamiento de flujo debido a incrustaciones, congelamiento, aseguramiento de flujo (hidratos) etc.
		5.2	Contaminación	Fluido/gas/superficie contaminado, p.ej. contaminación de aceite de lubricación, contaminación del cabezal del detector de gas
		5.3	Otra influencia externa	Objetos externos, impactos, influencia ambiental desde sistemas cercanos
6	Varios a, b	6.0	General	Mecanismo de falla que no entre en las categorías anteriores
		6.1	Ninguna causa encontrada	Falla investigada, pero no se reveló la causa o existe demasiada incerteza
		6.2	Causas combinadas	Varias causas: Si existe una causa predominante, esta debe ser codificada.
		6.3	Otros	Sin código aplicable: Utilizar texto libre.
		6.4	Desconocido	No existe información disponible

^a La persona responsable de adquirir los datos debe juzgar cuál de los descriptores de mecanismo de falla es más importante si existe más de uno, intentando evitar los códigos 6.3 y 6.4.

^b Los errores humanos no están considerados bajo los mecanismos de falla, sino que se consideran como parte de las causas de falla.

B2.3 Causa de Falla

General

El objetivo de estos datos consiste en identificar el evento desencadenante ("causa raíz") en la secuencia que da lugar a la falla de un equipo. Se identifican cinco categorías de causa de falla en la [Tabla B.3](#), junto con las subdivisiones respectivas y los códigos relacionados que deben ser utilizados en las bases de datos.

Las causas de falla se clasifican en las siguientes categorías:

- 1) Causas relacionadas al diseño;
- 2) Causas relacionadas a la fabricación/instalación;
- 3) Causas relacionadas a la operación/mantenimiento;
- 4) Fallas relacionadas a la gestión;
- 5) Otros.

Así como el mecanismo de falla, la causa de la falla puede ser registrado en dos niveles dependiendo de la información disponible. Si la información es escasa, sólo es posible utilizar una clasificación general, es decir,

los códigos 1, 2, 3, 4 y 5, mientras que los números de códigos de subdivisión pueden ser registrados si existe mayor información.

Las causas de falla generalmente no se conocen en profundidad al momento de observar la falla, por lo que, para revelar la causa raíz de una falla, puede ser útil aplicar un análisis específico de causa raíz. Esto es especialmente relevante para las fallas que son más complejas, y donde es importante evitar la falla debido a sus consecuencias. Algunos ejemplos son las fallas que tienen consecuencias de seguridad y/o ambientales severas, tasas de falla anormalmente elevadas en comparación con el promedio y fallas con un alto costo de reparación.

Se debe tener el cuidado apropiado para no confundir el mecanismo de falla (que describe la causa aparente observada de una falla) con la causa de falla (que describe la causa subyacente o “raíz” de la falla).

Tabla B.3 — Causas de Falla

Número de código	Notación	No. Código de subdivisión	Subdivisión de la causa de falla	Descripción de la causa de falla
1	Causas relacionadas al diseño	1.0	General	Diseño o configuración inapropiada del equipo (forma, tamaño, tecnología, configuración, operabilidad, mantenibilidad, etc.), pero no se conocen mayores detalles.
		1.1	Capacidad inapropiada	Dimensiones/capacidad inadecuada.
		1.2	Material inapropiado	Selección de materiales inapropiados.
2	Causas relacionadas a la fabricación/ instalación	2.0	General	Falla relacionada a la fabricación o instalación, pero no se conocen mayores detalles.
		2.1	Falla de fabricación	Falla de fabricación o procesamiento.
		2.2	Falla de instalación	Falla de instalación o montaje (no incluye montaje después de mantenimiento)
3	Causas relacionadas a la operación/ mantenimiento	3.0	General	Falla relacionada a la operación/uso o mantenimiento del equipo, pero no se conocen mayores detalles.
		3.1	Servicio no provisto/ no diseñado	Condiciones de servicio imprevistas o no diseñadas, p.ej. operación del compresor fuera del rango apropiado, presión mayor a las especificaciones, etc.
		3.2	Error de operación	Error humano: Error, mal uso, negligencia, descuido, etc. durante la operación (ej. debido a fatiga humana)
		3.3	Error de mantenimiento	Error humano: Error, mal uso, negligencia, descuido, etc. durante el mantenimiento (ej. debido a fatiga humana)
		3.4	Desgaste esperado	Falla causada por el desgaste resultante de la operación normal del equipo
4	Falla relacionada a la gestión	4.0	General	Falla relacionada a problemas de gestión, pero no se conocen mayores detalles.
		4.1	Error de documentación	Error humano: Falla relacionada a procedimientos, especificaciones, planos, reportes, etc. (ej. debido a fatiga humana)
		4.2	Error de gestión	Falla relacionada a la planificación, organización, aseguramiento de calidad, etc.

^a La persona responsable de adquirir los datos debe juzgar cuál de los descriptores de mecanismo de falla es más importante si existe más de uno, intentando evitar los códigos 5.5 y 5.6.

^b Véase mayor información en B.2.3.2 y también F.3.2.

Tabla B.3 (continua)

Número de código	Notación	No. Código de subdivisión	Subdivisión de la causa de falla	Descripción de la causa de falla
5	Varios ^a	5.0	Varios - general	Causas que no entran en una de las categorías anteriores
		5.1	Ninguna causa encontrada	Falla investigada, pero no encontró una causa específica
		5.2	Causa común	Causa/modo común ^b
		5.3	Causas combinadas	Varias causas actúan simultáneamente. Si existe una causa predominante, esta debe ser codificada.
		5.4	Falla de otra unidad/ en cascada	Falla debido a la falla de otro equipo, sub-unidad o ítem mantenible (falla en cascada)
		5.5	Otros	Sin código aplicable: Utilizar texto libre para registrar causa.
		5.6	Desconocido	No existe información disponible acerca de la causa de falla
^a La persona responsable de adquirir los datos debe juzgar cuál de los descriptores de mecanismo de falla es más importante si existe más de uno, intentando evitar los códigos 5.5 y 5.6.				
^b Véase mayor información en B.2.3.2 y también F.3.2.				

B2.3.1 Fallas de causa común

Las fallas de causa común ya han sido definidas en otros estándares, tales como IEC 61508:2010 y ISO/TR 12489:2013. La recolección de datos de confiabilidad y mantenimiento deben tener en cuenta este tipo de fallas. La manera de abordar las fallas de causa común depende del nivel taxonómico (ref [Figura 3](#)) en el que se realiza la recolección de datos, y el nivel en donde ocurren las fallas de causa común. Si una falla de causa común ocurre en el mismo nivel que la recolección de datos, o cualquier nivel superior, a falla debe ser registrada para cada ítem individual. Sin embargo, sólo uno de los ítems debe ser seleccionado para la descripción de la causa de falla real. Este ítem debe ser el primero en ser afectado, o el que fue más afectado, si es posible identificarlo. De otra manera, este ítem se selecciona de manera aleatoria. Para todos los otros ítems que fallaron, la causa de la falla asignada debe ser “causa común”.

Por ejemplo, si una falla en un umbilical submarino revela que todos los núcleos han sido mal configurados (error de diseño), y los datos se recoleccionan al nivel del ítem mantenible, en este caso las líneas umbilicales individuales, se recomienda utilizar el siguiente procedimiento: Registrar una falla para cada una de las líneas umbilicales, las cuales típicamente son líneas de energía/señal y líneas hidráulicos/de químicos. Para una de las líneas, registrar la causa de falla como “error de diseño”. Para todos los demás, registrar la causa de falla como “causa común”. En el caso de los equipos en superficie, las fallas de causa común típicamente ocurren en el accionador/unidad impulsada/o en configuraciones en paralelo de equipos rotatorios. En estos casos, se deberá aplicar el mismo método descrito.

Si existe más de una falla en cualquier nivel debajo de la unidad en donde se recolectan los datos, sólo se debe registrar una falla. Sin embargo, el registro debe indicar que varias unidades en un nivel jerárquico menor fueron afectadas. Por ejemplo, si el aceite de lubricación está contaminado y genera daños en varios sub-unidades, sólo se debe registrar una falla en el equipo. Para la sub-unidad en donde se produjo la falla, se debe marcar “varios” o mostrar una lista de todas las sub-unidades afectadas.

A veces, las fallas que parecen ser simultáneas en realidad son consecuencias de una falla inicial. Según ISO/TR 12489:2013, 3.2.14, esto no es una falla de causa común. Por lo tanto, se debe registrar sólo la primera falla (falla desencadenante). Un ejemplo de esto es el mal funcionamiento de una bomba de aceite de lubricación, y la falla posterior del rodamiento debido al sobrecalentamiento. En este caso, la falla sólo debe ser registrada en la sub-unidad de lubricación.

Véase también la información en F.3.2 con respecto a las fallas de causa común y su relación a las fallas sistemáticas.

B.2.4 Método de detección

Es el método o actividad mediante el cual la falla se descubre. Esta información es de importancia crítica al momento de evaluar el efecto del mantenimiento, p.ej. para distinguir entre las fallas descubiertas a través de una acción planificada (inspección, mantenimiento PM), y aquellas detectadas por casualidad (observación casual). Se identifican nueve categorías de métodos de detección en la [Tabla B.4](#), junto con los códigos correspondientes para el uso en las bases de datos.

Tabla B.4 — Método de detección

Número	Notación ^a	Descripción	Actividad
1	Mantenimiento periódico	Falla descubierta durante el mantenimiento, reemplazo o reacondicionamiento preventivo de un ítem al ejecutar el programa de mantenimiento preventivo.	Actividades Programadas
2	Pruebas funcionales	Falla descubierta al activar una función prevista y comparar la respuesta contra un estándar predefinido. Esto es un método típico de detección de fallas ocultas.	
3	Inspección	Falla descubierta durante la inspección planeada, p.ej. inspección visual, pruebas no destructivas	
4	Monitoreo periódico de condiciones ^b	Fallas reveladas durante el monitoreo planeado y programado de condiciones de un modo de falla predefinido, ya sea manual o automático, p.ej. termografía, medición de vibraciones, análisis de aceite, etc.	
5	Pruebas de presión ^c	Falla observada durante pruebas de presión	
6	Monitoreo continuo de condiciones ^b	Fallas reveladas durante el monitoreo continuo de condiciones de un modo de falla predefinido	Monitoreo continuo
7	Interferencia de producción	Falla descubierta debido a una interrupción, reducción etc. de la producción	
8	Observación casual	Observación casual durante las revisiones rutinarias o casuales del operador, principalmente a través de los sentidos (ruido, olor, humo, fugas, apariencia, etc.)	Ocurrencias casuales
9	Mantenimiento correctivo	Falla observada durante mantenimiento correctivo	
10	Bajo demanda	Falla descubierta durante un intento de activar un equipo bajo demanda (ej. la válvula de seguridad no cierra tras la señal ESD; la turbina de gas no inicia bajo demanda, etc.)	
11	Otros	Otro método de observación y/o combinación de diferentes métodos	Other

^a La notación específica para detectores de incendio y gas, sensores de proceso y unidades de lógica de control debe ser interpretada según lo siguiente:

prueba funcional: pruebas funcionales periódicas

observación casual: observación en terreno

CM periódico: estado anormal descubierta por personal de sala de control (sin anuncio de falla)

CM continuo: anuncio de falla en sala de control (alarma audible y/o visible)

^b El monitoreo de condiciones implica el uso de equipos y/o algoritmos específicos para monitorear la condición del equipo con respecto a modos de falla predefinidos (nótese que “prueba” e “inspección” son códigos distintos). El Monitoreo de Condiciones (CM) puede dividirse además en las siguientes categorías:

1) CM periódico: monitoreo periódico de condiciones, incluyendo técnicas tales como la termografía, medición de vibraciones fuera de línea, análisis de aceite, verificaciones de calibración y muestreo;

2) CM continuo: vigilancia continua de parámetros del proceso y condiciones de los equipos a través de instrumentación, p.ej. temperatura, presión, flujo, RPM, para detectar condiciones de operación anormales

^c Las pruebas de presión y pruebas funcionales son dos tipos diferentes de pruebas, con propósitos diferentes, que revelan fugas externas o internas, según lo reflejado en el Anexo F.4.

B.2.5 Actividad de mantenimiento

En la [Tabla B.5](#), se establecen doce categorías de actividad de mantenimiento, junto con los códigos correspondientes para el uso en bases de datos, tanto para mantenimiento correctivo como para mantenimiento preventivo.

Tabla B.5 — Actividad de Mantenimiento

Código Numérico	Actividad	Descripción	Ejemplos	Uso ^a
1	Reemplazar	Reemplazo del ítem por un ejemplar nuevo o rehabilitado del mismo tipo y marca	Reemplazo de un rodamiento desgastado	C, P
2	Reparar	Acción de mantenimiento manual realizada para restaurar un ítem a su apariencia o estado original	Reempaquetamiento, soldadura, llenado, reconexión, refabricación, etc.	C
3	Modificar ^b	Reemplazar, renovar o cambiar el ítem, o una parte de ello, con una pieza de otro tipo, marca, material o diseño	Instalar un filtro con una malla de menor diámetro, reemplazar una bomba de aceite de lubricación con una bomba de otro tipo, reconfiguración, etc.	C, P
4	Ajustar	Restaurar cualquier condición fuera de tolerancia al rango de tolerancia	Alinear, configurar y reconfigurar, calibrar, equilibrar	C, P
5	Reequipamiento	Actividad de reparación/servicio menor para restaurar un ítem a una apariencia aceptable, tanto interna como externa.	Pulido, limpieza, fresado, pintura, recubrimiento, lubricación, cambio de aceite, etc.	C, P
6	Revisión ^c	Se investiga la causa de la falla, pero no se realiza ninguna actividad de mantenimiento, o la acción se posterga. Función recuperada a través de acciones simples, p.ej. reiniciar o reconfigurar	Reinicio, reconfiguración, ninguna acción de mantenimiento, etc. Especialmente relevante para fallas funcionales, p.ej. detectores de incendio y gas, equipos submarinos	C
7	Servicio	Tareas de servicio periódico: normalmente el ítem no se desarma	ej. limpieza, reposición de suministros consumibles, ajustes y calibraciones	P
8	Prueba	Prueba periódica de funcionamiento o rendimiento	Prueba de función de un detector de gas, prueba de exactitud de un flujómetro	P
9	Inspección	Inspección/verificación periódica: escrutinio cuidadoso de un ítem con o sin desarmado, normalmente a través de los sentidos	Todo tipo de verificación general. Incluye mantenimiento menor como parte de la tarea de inspección.	P
10	Reacondicionamiento	Reacondicionamiento mayor	Inspección/ acondicionamiento general con desarmado y reemplazo de ítems según se especifique o se requiera	C, P
11	Combinación	Incluye varias de las actividades anteriores	Si una actividad predomina, ésta puede registrarse	C, P
12	Otros	Actividad de mantenimiento diferente a las anteriores	ej. actividades de protección	C, P

^a C: utilizado típicamente en el mantenimiento correctivo; P: utilizado típicamente en el mantenimiento preventivo.

^b La modificación no está definida como categoría de mantenimiento, pero a menudo se realiza por personas entrenadas en disciplinas de mantenimiento. La modificación puede tener una influencia importante en la operación y confiabilidad de un equipo.

^c "Revisión" incluye tanto los casos en donde una causa de falla se identificó, pero la acción de mantenimiento se consideró como innecesario o imposible de realizar como en aquellos casos donde no se pudo identificar una causa de falla.

Con respecto al mantenimiento correctivo, esta información describe el tipo de actividad de restauración que

se realizó. En general, si existen diferentes actividades involucradas la actividad de restauración predominante debe ser codificada. Las categorías de códigos “reparar”, “reemplazar”, “reacondicionamiento” y “modificar” deben tener prioridad por sobre las categorías de códigos “reequipamiento” y “ajustar” si una combinación de dos categorías está involucrada (es decir, una obra de reparación consistiendo de trabajos de “reparación” y “reequipamiento” debe ser codificada como “reparar”). Si existen diferentes actividades de reparación, pero ninguna de ellas es predominante, entonces se puede utilizar el código “combinado”.

“Modificar” significa una modificación del equipo original en donde se altera el diseño original o el ítem respectivo se reemplaza con un ítem de otro tipo o marca. Si la modificación es de naturaleza significativa, no se considera como acción de mantenimiento; sin embargo, puede realizarse por o en colaboración con personal de mantenimiento. “Reparar” se refiere a una acción para corregir una falla única o un conjunto de fallas, normalmente realizada en situ. “Reacondicionamiento” significa una reparación generalizada de un número de fallas, o de una falla mayor que requiera de trabajos extensos, o bien la rehabilitación de una sub-unidad de equipo. Este tipo de mantenimiento se realiza típicamente en taller.

Si el equipo completo ha sido reemplazado con un equipo nuevo y/o modificado, se recomienda retroceder a los parámetros de tiempo originales (ej. tiempo operativo) para esta unidad. Lo anterior no aplica si el equipo es de baja complejidad y el reemplazo total se considera como parte normal del mantenimiento.

En el caso del mantenimiento preventivo, esta información describe el tipo de acción preventiva que se realiza. En general, si existen diferentes actividades involucradas la actividad de restauración predominante debe ser codificada. Si existen diferentes actividades de reparación, pero ninguna de ellas es predominante, entonces se puede utilizar el código “combinado” y proporcionar información adicional acerca de las diferentes actividades mediante un campo de texto libre, si existe.

NOTA Estos códigos de mantenimiento no reflejan en sí la efectividad de la acción de mantenimiento con respecto a la restauración de la condición del ítem (ej. condición “como nuevo” o “igual que antes”)

B.2.6 Modos de Falla

Los modos de falla deben normalmente relacionarse al nivel de clase de equipos en la jerarquía. Sin embargo, para los equipos submarinos, es recomendable registrar los modos de falla también en niveles mas altos de la jerarquía de equipos (ej. nivel “ítem mantenible”). Los modos de falla pueden categorizarse en tres tipos:

- a) Función deseada no obtenida (ej. falla en el arranque);
- b) Pérdida de una función específica, o función fuera de los límites operacionales aceptadas (ej. parada espuria, producción elevada);
- c) Indicación de falla observada, pero sin impacto inmediato y crítico en la función del equipo [este tipo de falla típicamente no es crítica y está relacionada a alguna degradación o condición de falla incipiente (ej. desgaste inicial)].

Véase también [Tabla 3](#), nótese que algunos de los modos de falla pueden aplicar en otros niveles.

Los modos de falla se presentan en las [Tables B.6](#) a [B.14](#) para cada categoría principal de equipos mostrada en la [Tabla A.4](#). La [Tabla B.15](#) presenta un resumen de todos los modos de falla. Se presentan modos de falla recomendados para cada categoría principal de equipos (véase también la lista de equipos presentada en la [Tabla A.4](#)):

- Rotatorios (motores de combustion, compresores, generadores eléctricos, turbinas de gas, etc.);
- Mecánicos (grúas, intercambiadores de calor, calefactores y calderas, tanques de presión, tanques de almacenamiento, tuberías, etc.);
- Eléctricos (suministro de potencia ininterrumpible, transformadores de potencia, convertidores de frecuencia, etc.);
- Seguridad y control (detectores de incendio y gas, dispositivos de entrada, unidades de lógica de control, válvulas, boquillas, etc.);
- Submarinos (equipos de control de producción submarinos, boca de pozo y árboles de navidad submarinos, tubos de elevación, bombas submarinas, etc.);

- Terminación de pozo (boca de pozo y árboles de navidad en superficie, válvulas de seguridad en pozos, bombas eléctricas sumergibles, etc.);
- Perforación (preventores de sobrecarga submarinos (BOP), preventores de sobrecarga en superficie (BOP), unidad de mando superior, etc.);
- Intervención en pozos (equipos de control de pozo en superficie, intervención en pozos submarinos, intervención en aguas abiertas, etc.);
- Marinos (ej. autoelevación y fijación).

En las [Tablas B.6](#) a [B.14](#), a continuación, se identifican los modos de falla recomendados. Los códigos mostrados se aplican a las clases de equipos marcadas con "X". El código abreviado propuesto para los modos de falla respectivos aparece en la primera columna de las tablas. Es necesario contar con un modo de falla "otro" o "desconocido" por si los modos de falla no aplican. Si se registran muchas fallas bajo el código "otro", se puede identificar la necesidad de un nuevo modo de falla, el cual se incorporará a estas tablas.

Nótese que algunos ejemplos se aplican sólo a algunas de las clases de equipo en la tabla en la que aparecen. Véase también [Tabla 3](#), teniendo en cuenta que algunos de los modos de falla pueden aplicarse en otros niveles.

NOTA Los códigos de modo de falla codes que aparecen en las [Tablas B.6](#) a [B.15](#) se publican como parte del [Anexo B](#), pero también aparecen en un documento Excel disponible desde <http://standards.iso.org/iso/14224>. Esto facilita el uso y aplicación de estos códigos por parte de los usuarios del presente Estándar Internacional. Algunas de las tablas tienen notas que no aparecen en el documento Excel.

Tabla B.6 — Equipos Rotatorios — Modos de falla

		Código de clase de equipo	CE	CO	EG	EM	GT	PU	ST	TE
Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos	Motores de combustión	Compresores	Generadores eléctricos	Motores eléctricos	Turbinas de gas	Bombas	Turbinas de vapor	Turboexpansores
AIR	Lectura anormal en instrumento	Falsa alarma, indicación errónea en instrumento	X	X	X	X	X	X	X	X
BRD	Parada	Daños graves (agarrotamiento, rotura)	X	X	X	X	X	X	X	X
ERO	Producción errática	Oscilación, variación, inestabilidad	X	X		X	X	X	X	X
ELF	Fuga externa - combustible	Fuga externa de suministro de combustible/gas	X				X		X	
ELP	Fuga externa - medio del proceso	Aceite, gas, condensado, agua		X			X	X	X	X
ELU	Fuga externa - medio de suministro	Lubricante, aceite de enfriamiento	X	X	X	X	X	X	X	X
FTS	Falla en el arranque bajo	No arranca bajo demanda	X	X	X	X	X	X	X	X
HIO	Alta producción	Exceso de velocidad/ producción sobre nivel aceptado	X	X		X	X	X	X	X
INL	Fuga interna	Fuga interna de fluidos de proceso o suministro	X	X			X	X	X	X
LOO	Baja producción	Rendimiento/producción por debajo de nivel aceptado	X	X	X	X	X	X	X	X
NOI	Ruido	Ruido anormal	X	X	X	X	X	X	X	X
OHE	Sobrecalentamiento	Piezas del equipo, escape, agua de enfriamiento	X	X	X	X	X	X	X	X
PDE	Desviación de parámetros	Parámetro monitoreado excede los límites, p.ej. alarma alto/bajo	X	X	X	X	X	X	X	X
PLU	Taponamiento/ atascamiento	Restricción de flujo	X	X			X	X	X	X
SER	Problemas menores en servicio	Ítems sueltos, descoloración, suciedad	X	X	X	X	X	X	X	X
STD	Deficiencia estructural	Daños materiales (grietas, desgaste, fracturas, corrosión)	X	X	X	X	X	X	X	X
STP	Falla en detención bajo demanda	No se detiene bajo demanda	X	X	X	X				
OTH	Otro	Modos de falla no cubiertos anteriormente	X	X	X	X	X	X	X	X
UNK	Desconocido	Información insuficiente para definir modo de falla	X	X	X	X	X	X	X	X
UST	Parada espuria	Parada inesperada	X	X	X	X	X	X	X	X
VIB	Vibración	Vibración anormal	X	X	X	X	X	X	X	X

Tabla B.7 — Equipos mecánicos — Modos de falla

		Código de clase de equipo	CR	HE	HB	PI	VE	WI	TU	SW	TA
Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos	Grúas	Intercambiadores de calor	Calefactores y calderas	Tuberías	Tanques de presión	Tornos	Torretas	Uniones giratorias	Tanques de almacenamiento
AIR	Lectura anormal en instrumento	Falsa alarma, indicación errónea en instrumento	X	X	X	X	X	X	X	X	X
BRD	Parada	Parada	X			X		X			
ELP	Fuga externa - medio del proceso	Aceite, gas, condensado, agua		X	X	X	X			X	X
ELU	Fuga externa - medio de suministro	Lubricante, aceite de enfriamiento, aceite de barrera	X	X	X	X	X	X		X	X
FCO	Falla de conexión	Falla de conexión							X	X	
IHT	Transferencia de calor insuficiente	Falta o insuficiencia de transferencia de calor			X						
		Sistema de calefacción/enfriamiento por debajo del nivel aceptado		X			X				X
INL	Fuga interna	Fuga interna de fluidos de proceso o suministro	X	X	X	X				X	X
FLP	Falla en sistema de protección contra rayos	Falla de puesta a tierra, espesor insuficiente de techo, etc.									X
FRO	Falla de rotación	Falla de rotación	X					X	X	X	
FTD	Falla en desconexión	Falla en desconexión de conector superior							X		
FTI	Falla de funcionamiento	Falla operacional general	X						X	X	
FTS	Falla en el arranque bajo demanda	Falla en el arranque bajo demanda	X					X			
LBP	Baja presión de suministro de aceite	Baja presión de suministro de aceite								X	
LOA	Reducción de carga	Reducción de carga	X					X			
LOB	Pérdida de flotación	Pérdida de flotación en posición de espera							X		X
LOO	Baja producción	Rendimiento por debajo de especificaciones						X			
MOF	Falla de anclaje	Falla de anclaje							X		
NOI	Ruido	Ruido excesivo	X			X		X	X		
OHE	Sobrecalentamiento	Sobrecalentamiento	X		X	X		X			
OTH	Otro	Modos de falla no cubiertos anteriormente	X	X	X	X	X	X	X	X	X
PDE	Desviación de parámetros	Parámetro monitoreado excede los límites, p.ej. alarma alto/bajo	X	X	X	X	X	X	X	X	X
PLU	Taponamiento/atascamiento	Restricción de flujo debido a contaminación, objetos, cera, etc.		X	X	X	X			X	X
PTF	Falla de transmisión de potencia/señal	Falla de transmisión de potencia/señal				X				X	

Tabla B.7 *(continúa)*

		Código de clase de equipo	CR	HE	HB	PI	VE	WI	TU	SW	TA
Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos	Grúas	Intercambiadores de calor	Calefactores y calderas	Tuberías	Tanques de presión	Tornos	Torretas	Uniones giratorias	Tanques de almacenamiento
SBU	Acumulación de lodo	Acumulación de lodo					X				X
SER	Problemas menores en servicio	Ítems sueltos, decoloración, suciedad	X	X	X	X	X	X	X	X	X
SLP	Deslizamiento	Deslizamiento de cable	X					X			
SPO	Operación espuria	Operación inesperada	X					X			
STD	Deficiencia estructural	Daños materiales (grietas, desgaste, fracturas, corrosión)	X	X	X	X	X	X	X	X	X
STP	Falla en detención bajo	Falla en detención bajo demanda						X			
UNK	Desconocido	Información insuficiente para definir modo de falla	X	X	X	X	X	X	X	X	X
VIB	Vibración	Vibración excesiva	X			X		X			

Tabla B.8 — Equipos Eléctricos — Modos de falla

		Código de clase de	UP	PT	FC	SG
Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos	Suministro de potencia ininter-rumpible	Transfor-madores de potencia	Converti-dores de frecuen-cia	Conmut-adores
AIR	Lectura anormal en instrumento	Error en nivel de aceite, falsa alarma, indicación errónea en instrumento		X	X	
BRD	Parada	Daños graves			X	
DOP	Operación retrasada	Retraso en respuesta a comandos			X	
ELU	Fuga externa - medio de suministro	Fuga de aceite, lubricante, agua de enfriamiento		X	X	X
ERO	Producción errática	Oscilación, variación, inestabilidad	X		X	
FOF	Error en frecuencia de salida	Frecuencia equivocada/oscilante	X			
FOV	Error en voltaje de salida	Voltaje de salida equivocado/oscilante	X	X		
FTC	Falla en cierre bajo demanda	El disyuntor de circuito/fusible de conmutación/desconector/bus tie no cierra bajo demanda				X
FTF	Falla en funcionamiento bajo demanda	No arranca bajo demanda, o no responde tras la activación/señal, o no responde a comandos de entrada	X	X	X	
		Función auxiliar, subsistema o dispositivo de monitoreo o control no opera				X
FTI	Falla de funcionamiento previsto	Respuesta inesperada			X	
		Dispositivo de protección / disyuntor de circuito/ interruptor no resuelve una falla en el circuito				X
FTO	Falla en abrir bajo demanda	Disyuntor de circuito/fusible conmutador/desconector/bus tie no abre bajo demanda				X
FTR	Falla de regulación	No controla la carga, mala respuesta a retroalimentación			X	
HIO	Alta producción	Exceso de velocidad/ producción sobre nivel aceptado			X	
INL	Fuga interna	Oil leakage, Leakage internally process or utility fluids		X	X	
LOO	Baja producción	Rendimiento/producción menor del nivel aceptado			X	
NOI	Ruido	Ruido anormal				X
OHE	Sobrecalentamiento	Piezas de la máquina, escape, agua de enfriamiento	X	X	X	
OHE	Sobrecalentamiento	Temperatura interna demasiada alta				X
OTH	Otro	Modos de falla no cubiertas anteriormente	X	X	X	X
PDE	Desviación de parámetros	Parámetro monitoreado excede los límites, p.ej. alarma alto/bajo	X	X	X	
PLU	Taponamiento/atascamiento	Tuberías obstruidas		X		

Tabla B.8 *(continua)*

		Código de clase de	UP	PT	FC	SG
Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos	Suministro de potencia ininter-rumpible	Transformadores de potencia	Convertidores de frecuencia	Conmutadores
SER	Problemas menores en servicio	Ítems sueltos, descoloración, suciedad	X	X	X	
SPO	Operación espuria	Desconexión intermitente u operación no intencionada.				X
		Operación inesperada	X		X	
STD	Deficiencia estructural	Ruptura de tanque		X		
UNK	Desconocido	Información insuficiente para definir modo de falla	X	X	X	X
UST	Parada espuria	Parada inesperada			X	
		Desconexión no intencionada de un circuito				X
VIB	Vibración	Vibración anormal				X

Tabla B.9 — Equipos de seguridad y control — Modos de falla

		Código de clase de equipo	FGA	FGB	IP	CL	VA	NO	LB
Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos	Detección de incendio	Detección de gas	Dispositivos de entrada	Unidades de lógica de control	Válvulas	Boquillas	Botes Salvavidas
AIR	Lectura anormal en instrumento	Falsa alarma, indicación errónea en instrumento					X		X
BRD	Parada	Parada, daño grave (agarrotamiento, rotura) y/o fuga importante de fluido de proceso							X
DOP	Operación retrasada	Tiempo de abertura/cierre no cumple con especificaciones					X	X	X
ELP	Fuga externa - medio del proceso	Aceite, gas, condensado, agua			X		X		
ELU	Fuga externa – medio de suministro	Aceite hidráulico, aceite de lubricación, aceite de barrera, refrigerante, agua, etc.			X		X		X
ERO	Producción errática	Oscilación, variación, inestabilidad	X	X	X	X			
FTC	Falla en cierre bajo demanda	No cierra bajo demanda					X		
FTF	Falla en funcionamiento bajo demanda	No responde tras señal/activación	X	X	X	X			X
FTO	Falla en abrir bajo demanda	No abre bajo demanda, bloqueado en posición cerrada o no abre completamente					X	X	
FTS	Falla en el arranque bajo demanda	No arranca bajo demanda							X
HIO	Alta producción	Exceso de velocidad/ producción sobre nivel aceptado	X	X	X	X	X		
INL	Fuga interna	Fuga interna de fluidos de proceso o suministro					X		X
LCP	Fuga en posición cerrada	Fuga a través de la válvula en posición cerrada					X		
LOA	Reducción de carga	Descenso/lanzamiento no intencionado de bote salvavidas							X
LOO	Baja producción	Rendimiento/producción menor del nivel aceptado	X	X	X	X	X		X
NOI	Ruido	Ruido anormal o excesivo					X		X
NOO	Sin producción	Sin producción	X	X	X				
OHE	Sobrecalentamiento	Piezas de la máquina, escape, agua de enfriamiento, etc.							X
OTH	Otro	Modos de falla no cubiertas anteriormente	X	X	X		X	X	X
PLU	Taponamiento/ atascamiento	Restricción parcial o total del flujo					X	X	

Tabla B.9 (continua)

		Código de clase de equipo	FGA	FGB	IP	CL	VA	NO	LB
Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos	Detección de incendio	Detección de gas	Dispositivos de entrada	Unidades de lógica de control	Válvulas	Boquillas	Botes Salvavidas
POW	Potencia insuficiente	Falta de potencia o potencia demasiada baja							X
PTF	Falla de transmisión de potencia/señal	Falla de transmisión de potencia/señal							X
SER	Problemas menores en servicio	Ítems sueltos, decoloración, suciedad	X		X	X	X	X	X
SHH	Alarma espuria de alto nivel	ej. 60 % de Límite Inferior de Explosión (LEL)	X	X					
SLL	Alarma espuria de bajo nivel	ej. 20 % de Límite Inferior de Explosión (LEL)	X	X					
SLP	Deslizamiento	Deslizamiento de cable							X
SPO	Operación espuria	ej. falsa alarma	X	X	X	X			
		Abertura indeseada						X	
		No opera bajo demanda, falsa alarma, cierre/detención premadura, operación inesperada / no opera según demanda					X		X
STD	Deficiencia estructural	Daños materiales (grietas, desgaste, fracturas, corrosión), reduced					X	X	X
STP	Falla en detención bajo	No se detiene bajo demanda							X
UNK	Desconocido	Información insuficiente para definir modo de falla	X	X	X	X	X		X
UST	Parada espuria	Parada inesperada							X

Tabla B.9 (continua)

		Código de clase de equipo	FGA	FGB	IP	CL	VA	NO	LB
Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos	Detección de incendio	Detección de gas	Dispositivos de entrada	Unidades de lógica de control	Válvulas	Boquillas	Botes Salvavidas
VIB	Vibración	Vibración anormal/excesiva					X		X
VLO	Muy baja producción	ej. lectura de entre 11 % LEL y 30 % Límite Inferior de Explosión (LEL) en gas de ensayo.		X					
<p>NOTA 1 Codificación de fallas para detectores de incendios y gas: Para detectores de incendio y gas, es importante que se registren todas las fallas, incluyendo aquellas que se producen durante las pruebas programadas y aquellas que se detectan durante la operación, p.ej. el reemplazo del cabezal de un detector debe ser registrado, incluso si se realiza como parte de un programa de mantenimiento preventivo. Modos de falla típicos incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • falla en funcionamiento: El detector no responde al estar expuesta al estímulo relevante (ej. gas o calor). Este modo de falla se observa normalmente durante las pruebas funcionales; • operación espuria: El detector emite una señal de alarma a pesar de no estar expuesta al estímulo relevante. Este modo de falla se observa normalmente durante la operación, y se registra por personal de sala de control; • otros: Adicionalmente, algunos modos de falla relacionados a alta/baja producción, ajustes y reacondicionamiento se encontrarán típicamente en los registros/bitácoras. <p>NOTA 2 Codificación de fallas para detectores de gas:</p> <p>Alta producción ej. lectura entre 10 % LEL y 20 % LEL sin gas de prueba; lectura sobre 80 % LEL con gas de prueba.</p> <p>Baja producción ej. lectura entre 31 % LEL y 50 % LEL con gas de prueba (asumiendo un punto de ajuste nominal de 65 % LEL).</p> <p>Muy baja producción p.ej. lectura entre 11 % LEL y 30 % LEL con gas de prueba.</p> <p>Sin producción ej. lectura menor de 10 % LEL con gas de prueba.</p>									

Tabla B.10 — Equipos submarinos— Modos de falla

		Código de clase de equipo	CS	XT	SP	PR	EPD	SV	SL
Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos	Equipos submarinos de control de producción	Bocas de pozo y árboles de navidad submarinos	Bombas submarinas	Tubos de elevación	Equipos submarinos de distribución de potencia eléctrica	Tanques de presión submarinos	Petroductos submarinos
AIR	Lectura anormal en instrumento	Falsa alarma, indicación errónea en instrumento	X		X		X	X	X
BRD	Parada	Parada, daño grave (agarrotamiento, rotura) y/o fuga importante de fluido de proceso					X		
CSF	Falla de control/señal	Monitoreo o regulación inexistente o defectuosa, falla en transmitir o recibir comando o datos, falla en accionamiento de función	X				X		
DOP	Operación retrasada	Tiempo de abertura/cierre no cumple con especificaciones		X		X			X
ELP	Fuga externa - medio del proceso	Aceite, gas, condensado, agua	X	X	X	X		X	X
ELU	Fuga externa – medio de suministro	Aceite hidráulico, aceite de lubricación, aceite de barrera, refrigerante, agua, etc.	X	X	X	X	X	X	X
FCO	Falla de conexión	Falla de conexión Conector		X	X		X	X	
FTC	Falla en cierre bajo	No cierra bajo demanda		X					X
FTD	Falla en desconexión	Falla en desconexión Conector		X	X		X	X	
FTF	Falla en funcionamiento bajo demanda	No responde tras señal/activación	X		X				X
FTL	Falla en bloquear/desbloquear	No se bloquea o desbloquea bajo demanda, falla en conectar o desconectar, falla en soltar SCM desde su base de montaje	X	X					X
FTO	Falla en abrir bajo demanda	No abre bajo demanda		X					X
HIO	Alta producción	Exceso de velocidad / producción por sobre nivel aceptado			X				
HTF	Falla de calefacción	Pérdida de capacidad de calefacción							X
IHT	Transferencia de calor insuficiente	Capacidad reducida o inexistente de transferir calor desde zonas de alta temperatura, tales como los transformadores de potencia o sistema electrónica del suministro					X	X	
ILP	Fuga interna – medio de proceso	Pérdida de fluido de proceso a través espirales o similares						X	
ILU	Fuga interna - medio de suministro	Fuga interna de fluidos de suministros	X	X	X	X	X	X	X

Tabla B.10 (continua)

		Código de clase de equipo	CS	XT	SP	PR	EPD	SV	SL
Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos	Equipos submarinos de control de producción	Bocas de pozo y árboles de navidad submarinos	Bombas submarinas	Tubos de elevación	Equipos submarinos de distribución de potencia eléctrica	Tanques de presión submarinos	Petroductos submarinos
LCP	Fuga en posición cerrada	Fuga a través de la válvula en posición cerrada		X		X			X
LOO	Baja producción	Rendimiento/producción menor del nivel aceptado Rendimiento/producción/torque/por debajo del nivel aceptado	X		X		X		
OTH	Otro	Modos de falla no cubiertas anteriormente	X	X	X	X	X	X	X
PDE	Desviación de parámetros	Parámetro monitoreado excede los límites, p.ej. alarma alto/bajo						X	
PLU	Taponamiento/atascamiento	Restricción parcial o total del flujo		X		X		X	X
POW	Potencia insuficiente	Falta de potencia o potencia demasiada baja	X	X			X		X
SER	Problemas menores en	Ítems sueltos, descoloración, suciedad						X	
SET	Falla en ajuste/recuperación	Falla en operaciones de ajuste/recuperación	X	X	X		X	X	X
SPO	Operación espuria	No opera según comandos, falsa alarma, cierre/parada prematura, operación inesperada/no opera bajo demanda	X	X	X		X		X
STD	Deficiencia estructural	Daños materiales (grietas, desgaste, fracturas, corrosión, degradación)		X		X	X	X	X
UBU	Deformación	Levantamiento o deformación lateral							X
UNK	Desconocido	Información insuficiente para definir modo de falla					X	X	X
NOTA Si bien no es un requisito de este Estándar Internacional, se recomienda que, para los equipos submarinos, los modos de falla se registren también a nivel jerárquico menor, p.ej. "ítem mantenible".									

Tabla B.11 — Equipos en terminación de pozos — Modos de falla

		Código de clase de equipo	ESP	SS	XD
Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos	Bombas eléctricas sumergibles	Válvulas de seguridad en pozo	Boca de pozo y árboles de navidad en superficie
AIR	Lectura anormal en instrumento	Falsa alarma, indicación errónea en instrumento	X		
BRD	Parada	Daños graves (agarrotamiento, rotura)	X		
CLW	Línea de comunicación a pozo	Pérdida de fluidos de control hidráulico dentro del orificio central del pozo		X	
ELP	Fuga externa - medio del proceso	Aceite, gas, condensado, agua Fuga de medio de proceso al ambiente	X		X
ELU	Fuga externa - medio de suministro	Lubricante, aceite de enfriamiento, hidráulico fluid, metanol, etc.	X		X
ERO	Producción errática	Oscilación, variación, inestabilidad	X		
FTC	Falla en cierre bajo demanda	No cierra bajo señal de demanda Válvula(s) no cierra(n) bajo demanda		X	X
FTF	Falla en funcionamiento bajo demanda	No responde tras señal/activación	X		
FTO	Falla en abrir bajo demanda	No abre bajo demanda Válvula(s) no abre(n) bajo demanda		X	X
FTS	Falla en el arranque bajo demanda	No arranca bajo demanda	X		
HIO	Alta producción	Exceso de velocidad/ producción sobre nivel aceptado	X		
ILP	Fuga interna – medio de proceso	Fuga interna de fluido del proceso			X
ILU	Fuga interna – medio de suministro	Fuga interna de fluido de suministro	X		X
INL	Fuga interna	Fuga interna de fluidos de proceso o suministro	X		
LCP	Fuga en posición cerrada	Fuga a través de la válvula en exceso de criterio de aceptación con válvula cerrada		X	
LOO	Baja producción	Rendimiento/producción menor del nivel aceptado	X		
OHE	Sobrecalentamiento	Piezas de la máquina, escape, agua de enfriamiento	X		
OTH	Otro	Modos de falla no cubiertas anteriormente Especificar en campo de texto ‘comentarios’	X	X	X
PCL	Cierre prematuro	Cierre espurio de válvula sin comando		X	
PDE	Desviación de parámetros	Parámetro monitoreado excede los límites, p.ej. alarma alto/bajo	X		

Tabla B.11 (continua)

		Código de clase de	ESP	SS	XD
Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos	Bombas eléctricas sumergibles	Válvulas de seguridad en pozo	Boca de pozo y árboles de navidad en superficie
PLU	Taponamiento/atascamiento	Restricción total o parcial de flujo debido a hidratos, depósitos, cera, etc.	X		X
SPO	Operación espuria	No opera según comando Abertura/cierre indeseado de válvula	X		X
STD	Deficiencia estructural	Daños materiales (grietas, desgaste, fracturas, corrosión) Reducción de integridad	X		X
UNK	Desconocido	Información insuficiente para definir modo de falla	X	X	X
UST	Parada espuria	Parada inesperada	X		
VIB	Vibración	Vibración anormal	X		
WCL	Comunicación entre pozo y línea de control	Entrada de fluidos del pozo a línea de control de pozo		X	

Tabla B.12 — Equipos de perforación — Modos de falla

		Código de clase de equipo	TD	SB	DB
Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos	Unidades de mando superior	Preventores de sobrecarga submarinos (BOP)	Preventores de sobrecarga en superficie (BOP)
AIR	Lectura anormal en instrumento	Falsa alarma, indicación errónea en instrumento	X	X	X
ELP	Fuga externa - medio del proceso	Fluidos del pozo		X	X
ELU	Fuga externa - medio de suministro	Aceite hidráulico, aceite de lubricación, refrigerante, lodo, agua, etc.	X	X	X
ERO	Producción errática	Operación oscilante o inestable	X	X	X
FCO	Falla de conexión	Falla de conexión Conector		X	X
FCU	Falla en cortar	Válvula de corte incapaz de cortar equipos		X	X
FTC	Falla en cierre bajo demanda	No cierra bajo demanda		X	X
FTD	Falla en desconexión	Falla en desconexión Conector		X	X
FTF	Falla en funcionamiento bajo demanda	No responde tras señal/activación (ej. falla en cortar)		X	X
FTO	Falla en abrir bajo demanda	No abre bajo demanda		X	X
FTS	Falla en el arranque bajo demanda	Falla en arranque de unidad de mando superior	X		
HIO	Alta producción	Torque de salida en exceso de nivel especificado	X		
INL	Fuga interna	Fuga interna de fluidos de proceso o suministro	X	X	X
LCP	Fuga en posición cerrada	Fuga a través de una válvula (ej. válvula de ariete) en posición cerrada		X	X
LOO	Baja producción	Torque de salida por debajo de nivel especificado	X		
NOI	Ruido	Ruido excesivo	X		
OHE	Sobrecalentamiento	Sobrecalentamiento	X		
OTH	Otro	Modos de falla no cubiertas anteriormente	X	X	X
PLU	Taponamiento/atascamiento	Línea de estrangulación bloqueada		X	X
POD	Pérdida de función en ambas cápsulas	Ambas cápsulas no funcionan de la manera deseada		X	
SET	Falla en ajuste/recuperación	Falla en operaciones de ajuste/recuperación)		X	X
SER	Problemas menores en servicio	Ítems sueltos, decoloración, suciedad	X	X	X
SPO	Operación espuria	Operación inesperada	X	X	X
STD	Deficiencia estructural	Daños materiales (grietas, desgaste, fracturas, corrosión)	X	X	X

Tabla B.12 (continua)

		Código de clase de	TD	SB	DB
Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos	Unidades de mando superior	Preventores de sobrecarga submarinos (BOP)	Preventores de sobrecarga en superficie (BOP)
STP	Falla en detención bajo demanda	Falla en detener unidad de mando superior o proceso de detención defectuoso	X		
UNK	Desconocido	Información insuficiente para definir modo de falla	X	X	X
VIB	Vibración	Vibración excesiva	X		

Tabla B.13 — Intervención en pozo — Modos de falla

		Código de clase de equipos	WC	OI
Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos	Equipos de control de pozo en superficie (para intervención en pozos)	Intervención submarina en pozos: intervención en agua abierta
BRD	Parada	Parada, daño grave (agarrotamiento, rotura), y/o fuga importante en proceso	X	X
CSF	Falla de control/señal	Monitoreo o regulación inexistente o defectuosa, falla en transmitir o recibir comandos o datos, falla en accionar función	X	X
DOP	Operación retrasada	Tiempo de abertura/cierre no cumple con especificaciones	X	X
ELP	Fuga externa – medio de proceso	Fluidos de pozo	X	X
ELU	Fuga externa – medio de suministro	Aceite hidráulico, aceite de lubricación, refrigerante, lodo, agua etc.	X	X
ERO	Producción errática	Operación oscilante o inestable	X	X
FCO	Falla en conexión	Falla en conexión de conector	X	X
FCU	Falla en corte	Válvula de corte incapaz de separar equipos	X	X
FTC	Falla en cierre bajo demanda	No cierra bajo demanda	X	X
FTD	Falla en desconexión	Falla en desconexión de conector	X	X
FTF	Falla en funcionamiento bajo demanda	Falla en respuesta tras señal/activación (ej. falla en corte)	X	X
FTO	Falla en abertura bajo demanda	No abre bajo demanda	X	X
FWR	Falla durante funcionamiento	Equipos y herramientas no pueden funcionar		X
HIO	Alta producción	Torque de salida excede especificaciones		X
ILP	Fuga interna – medio de proceso	Fuga de medio de proceso, contaminando medio de suministro; fuga interna de fluidos de proceso	X	X
ILU	Fuga interna – medio de suministro	Fuga interna de fluidos de suministro, pérdida de lubricación	X	X
LCP	Fuga en posición cerrada	Fuga a través de una válvula (ej. válvula de ariete) en posición cerrada	X	X
LOO	Baja producción	Torque de salida por debajo de especificaciones		X
OTH	Otros	Modos de falla no cubiertas anteriormente	X	X
PLU	Taponamiento/ bloqueo	Línea de estrangulación bloqueada	X	X
POW	Potencia insuficiente	Suministro de potencia inexistente o demasiado bajo	X	X
PTF	Falla de transmisión de potencia/señal	Falla de transmisión de potencia/señal		X
SET	Falla en ajuste/recuperación	Falla en operaciones de ajuste/recuperación		X
SPO	Operación espuria	Operación inesperada	X	X
STU	Atascamiento	Atascamiento de herramientas en BOP o árbol de navidad	X	X
UNK	Desconocido	Información insuficiente para definir modo de falla	X	X

Tabla B.14 — Equipos marinos — Modos de falla

		Código de clase de equipo	JF
Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos	Auto-elevación y fijación
AIR	Lectura anormal en instrumento	Falsa alarma, indicación errónea en instrumento	X
BRD	Parada	Parada, daño grave (agarrotamiento, rotura) y/o fuga importante de fluido de proceso	X
DOP	Operación retrasada	Tiempo de abertura/cierre no cumple con especificaciones	X
ELU	Fuga externa – medio de suministro	Aceite hidráulico, aceite de lubricación, aceite de barrera, refrigerante, agua, etc.	X
FRO	Falla de rotación	Falla de rotación	X
FTF	Falla en funcionamiento bajo demanda	No se inicia o se abre bajo demanda, o no responde a señal/activación	X
FTL	Falla en bloquear/desbloquear	No se bloquea o se desbloquea bajo demanda	X
HIO	Alta producción	Torque de salida excede especificaciones, exceso de velocidad o producción sobre el nivel aceptable	X
IHT	Transferencia de calor insuficiente	Sistema de calefacción/enfriamiento no cumple con nivel aceptable, o transferencia de calor insuficiente	X
INL	Fuga interna	Fuga interna de fluido de proceso o de suministro	X
LBP	Baja presión de suministro de aceite	Baja presión de suministro de aceite	X
LOO	Baja producción	Rendimiento/producción/torque por debajo de nivel aceptable	X
NOI	Ruido	Ruido anormal o excesivo	X
OHE	Sobrecalentamiento	Piezas de la máquina, escape, agua de enfriamiento, etc.	X
OTH	Otro	Modo(s) de falla no cubiertos anteriormente	X
PDE	Desviación de parámetros	Parámetro monitoreado excede los límites, p.ej. alarma alta/baja	X
PLU	Taponamiento/atascamiento	Restricción de flujo debido a contaminación, objetos, cera, etc.	X
POW	Potencia insuficiente	Falta de potencia o potencia demasiado baja	X
PTF	Falla de transmisión de potencia/señal	Falla de transmisión de potencia/señal	X
SER	Problemas menores en servicio	Ítems sueltos, decoloración, suciedad	X
SPO	Operación espuria	Falsa alarma, cierre/detención prematura, operación inesperada/no opera según lo requerido	X
STD	Deficiencia estructural	Daños materiales (grietas, desgaste, fractura, corrosión, degradación)	X
UNK	Desconocido	Información insuficiente para definir modo de falla	X
UST	Parada espuria	Parada inesperada	X
VIB	Vibración	Vibración anormal/excesiva	X

Tabla B.15 — Resumen — Modos de falla

Código de modo de falla	Descripción de modo de falla	Falla tipo bajo demanda
AIR	Lectura anormal en instrumento	
BRD	Parada	
CLW	Comunicación entre línea de control y pozo	
CSF	Falla de control/señal	
^a Vea también nota de pie g en Tabla F.1 con respecto a los equipos de seguridad		

Tabla B.15 (continua)

Código de modo	Descripción de modo de falla	Falla tipo bajo demanda
DOP	Operación retrasada	X
ELF	Fuga externa - combustible	
ELP	Fuga externa - medio del proceso	
ELU	Fuga externa - medio de suministro	
ERO	Producción errática	
FCO	Falla de conexión	X
FCU	Falla de corte	X
FLP	Falla en sistema de protección contra rayos	
FOF	Error en frecuencia de salida	
FOV	Error en voltaje de salida	
FRO	Falla de rotación	
FTC	No cierra bajo demanda	X
FTD	Falla de desconexión	X
FTF	Falla de funcionamiento bajo demanda	X
FTI	Falla de funcionamiento según lo requerido	X
FTL	Falla de bloqueo/desbloqueo	X
FTO	No abre bajo demanda	X
FTR	Falla de regulación	X
FTS	Falla de arranque bajo demanda	X
FWR	Falla durante funcionamiento	
HIO	Alta producción	
HTF	Falla de calefacción	
IHT	Transferencia de calor insuficiente	
ILP	Fuga interna - medio del proceso	
ILU	Fuga interna - medio de suministro	
INL ^a	Fuga interna	
LBP	Baja presión del suministro de aceite	
LCP	Fuga en posición cerrada	
LOA	Reducción de carga	
LOB	Pérdida de flotación	
LOO	Baja producción	
MOF	Falla de anclaje	
NOI	Ruido	
NOO	Sin producción	
OHE	Sobrecalentamiento	
OTH	Otros	
PCL	Cierre prematuro	
PDE	Desviación de parámetro	
PLU	Taponamiento/atascamiento	
POD	Pérdida de funciones en ambas cápsulas	X
POW	Potencia insuficiente	
PTF	Falla de transmisión de potencia/señal	
^a Vea también nota de pie g en Tabla F.1 con respecto a los equipos de seguridad.		

Tabla B.15 *(continua)*

Código de modo	Descripción de modo de falla	Falla tipo bajo demanda
SBU	Acumulación de lodo	
SER	Problemas menores en servicio	
SET	Falla de ajuste/recuperación	X
SHH	Alarma espuria de alto nivel	
SLL	Alarma espuria de bajo nivel	
SLP	Deslizamiento	
SPO	Operación espuria	
STD	Deficiencia estructural	
STP	No se detiene bajo demanda	X
STU	Atascamiento	
UBU	Deformación general	
UNK	Desconocido	
UST	Parada espuria	
VIB	Vibración	
VLO	Muy baja producción	
WCL	Comunicación entre línea de control y pozo	
^a Vea también nota de pie g en Tabla F.1 con respecto a los equipos de seguridad.		

Anexo C (informativo)

Guía a la interpretación y cálculo de los parámetros derivados de confiabilidad y mantenimiento

C.1 Parámetros de falla y mantenimiento de uso común

C.1.1 General

Si bien este Estándar Internacional no cubre el análisis de datos en el sentido más amplio, este anexo incluye algunas reglas de interpretación recomendadas y fórmulas de cálculos básicos que se utilizan a menudo al momento de analizar los datos de confiabilidad y mantenimiento. Para un análisis en mayor detalle, recomendamos estudiar libros acerca del tema además de algunos de los estándares enumerados en la Bibliografía al final del presente Estándar Internacional. Para la evaluación y calificación de nuevas tecnologías, también debe referirse a los libros de textos que contienen juicios de expertos, p.ej. Cooke (1992).

Además de las definiciones entregadas en la Cláusula 3, el Anexo C proporciona ciertas reglas de interpretación para los términos de uso más común en la recolección de datos y proyectos relacionados.

ISO/TR 12489:2013 proporciona información útil acerca de diferentes parámetros de confiabilidad y mantenimiento para el uso en el modelamiento y cálculo de confiabilidad.

C.1.2 Redundancia

La redundancia puede aplicarse según lo siguiente:

- a) espera pasiva (fría): redundancia en donde una parte de la capacidad de realizar una función requerida se requiere para operar, y la parte remanente de la capacidad permanece inoperante hasta que se requiera;
- b) espera activa (caliente): redundancia en donde toda la capacidad de realizar una función requerida debe operar de manera simultánea;
- c) combinada: redundancia en donde una parte de la capacidad redundante está “en espera” y otra parte es “activa” (ejemplo: tres equipos, uno activo, uno en espera activa, uno en espera pasiva).

EJEMPLO 1 La redundancia puede ser expresada como valor cuantitativo: factor de redundancia de equipos (ERF).

EJEMPLO 2 3 unidades multiplicado por 50 % proporciona un ERF de 1,5.

(Véase también la definición de redundancia en la Cláusula 3 y la distinción entre espera “caliente” y “fría” versus “tiempo activo/tiempo de parada” en 8.3.1).

En los sistemas redundantes, las piezas pueden fallar sin que el sistema falle. Esto debe tomarse en cuenta al momento de estimar los repuestos necesarios y la capacidad de reparación (si se contabilizan estas fallas) y las estimaciones de disponibilidad (en donde estas fallas no se contabilizan).

C.1.3 Datos bajo demanda

Para algunos equipos, los datos de confiabilidad recolectados se utilizan para estimar la probabilidad de fallas bajo demanda (ej. probabilidad de arranque de un generador de emergencia). Nótese también las definiciones de “falla bajo demanda” (véase 3.30) y “falla debido a la demanda” (véase 3.25). En las estimaciones, se debe distinguir entre:

- a) Fallas ocurridas antes de que la demanda ocurra (fallas no detectadas reveladas por demanda real o en pruebas periódicas de demanda);
- b) Fallas que ocurren al momento de ocurrir la demanda (debido a la demanda en sí).

Muchos modos de falla (véase Anexo B) son de esta categoría, y podrían ser de cualquiera de los dos tipos, pero la codificación de mecanismo de falla permite diferenciar entre el tipo “a” y tipo “b” (véase también C.3.4). La Tabla B.15 muestra los modos de falla que están relacionados a la demanda.

Adicionalmente, para algunos equipos, los datos de confiabilidad recolectados se utilizan también para estimar la tasa de fallas como función de la demanda o el número de ciclos en vez del tiempo, según lo explicado en C.3.4. En este caso, se debe registrar el número total de demandas. Se debe incluir dos tipos de demanda (Ref. Tabla 5):

- a) Activación de ítem como prueba, normalmente realizada como parte del mantenimiento preventivo (ej. prueba funcional de un detector de incendio y gas);
- b) Activación automática o manual de una función bajo demanda durante la operación (ej. cierre de una válvula ESD).

Para los casos de recolección de datos de confiabilidad en donde se desea registrar tales fallas relacionadas a la demanda, es importante definir de manera más específica las características físicas de las demandas en relación al equipo específico cubierto por la recolección de datos.

Para algunas clases de equipo, tales como las tuberías, intercambiadores de calor, tubos de elevación, filtros y tamices, cables de energía y terminaciones, el término ‘demanda’ no es significativo,

Para los equipos rotatorios y algunas otras clases de equipo tales como correas transportadoras y elevadores y calefactores y calderas, la demanda se interpreta como el arranque. Por lo tanto, la detención del equipo, o cualquier ajuste que se realiza durante su funcionamiento, tal como ajustar la velocidad de un motor de transmisión variable, no debe ser interpretado como demanda.

Para algunos equipos mecánicos, tales como grúas, brazos cargadores y tornos, la demanda se define según la operación en sí.

Para las válvulas, tanto la abertura como el cierre se contabiliza como demanda, sin importar si la válvula se encuentra normalmente cerrada o normalmente abierta. Para las válvulas de control y de estrangulación, cualquier ajuste se considera como demanda.

Para los equipos de seguridad y control, u otros equipos que normalmente están en modo de espera, la demanda se define como cualquier activación, ya sea en situación de prueba o real (ej. trip real) durante la operación.

La probabilidad de una falla bajo demanda se calcula en base a la fracción promedia de tiempo transcurrido en estado de falla, según lo mostrado en C.6.2.

C.1.4 Fallas independientes

La mayoría de los cálculos probabilísticos básicos y gran parte de los modelos utilizados en el campo de la confiabilidad son relevantes sólo para eventos independientes.

Dos eventos, A y B, son independientes si la ocurrencia de A es independiente de aquella de B. En términos matemáticos, esto significa que la probabilidad condicional de la ocurrencia de B dada la ocurrencia de A, $P(B|A)$, es simplemente igual a $P(B)$.

Por lo tanto, utilizando la definición de la probabilidad condicional:

$$P(B|A) = P(A \cap B) / P(A) = P(B) \quad (C.1)$$

Esto implica que:

$$P(A \cap B) = P(A) \cdot P(B) \quad (C.2)$$

Cuando dos eventos tienen la propiedad anterior, significa que actúan de manera independiente el uno del otro, y se puede decir que son estocásticamente independientes.

Las fallas independientes son, por supuesto, un caso particular de eventos independientes

C.1.5 Fallas dependientes

Cuando la ocurrencia de un evento depende de la ocurrencia de una o varios otros eventos, estos eventos se denominan dependientes.

En este caso, la Fórmula (C.2) anterior ya no es válida, y es necesario remplazarla con la Fórmula (C.3):

$$P(A \cap B) \neq P(A) \cdot P(B) \quad (C.3)$$

Por lo tanto, al no considerar las dependencias, los resultados se subestiman. Como ya no son conservadores, no pueden ser aceptables, especialmente para estudios de seguridad. Es por ello que se han introducido los conceptos de falla de causa común y falla de modo común.

Los componentes que fallan debido a una misma causa, normalmente fallan a través del mismo modo funcional. Por lo tanto, también se utiliza el término modo común, sin embargo, no se considera como término preciso para comunicar las características que describen una falla de causa común.

C.1.6 Falla de causa común (CCF)

Véase definiciones en 3.5. Se debe tener en cuenta la diferencia entre el tipo de falla de causa común que genera una falla real en los ítems (ej. exceso de voltaje de componentes) y aquello que solo hace que los ítems no estén disponibles (ej. pérdida de suministro de energía). En el segundo caso, los ítems no tienen que ser reparados.

Una falla de causa común es la falla simultánea o concomitante de varios componentes debido a una misma causa. Por lo tanto, cada vez que las fallas no son completamente independientes, existe la posibilidad de una CCF.

Las CCF pueden dividirse en diferentes categorías:

- a) Falla de suministros (electricidad, aire comprimido, etc.) o agresiones externas (ambientales, incendio, etc.);
- b) Fallas internas (error de diseño, error de instalación, componentes defectuosos, etc.);
- c) Fallas en cascada (la falla de A conlleva a la falla de B, que produce la falla de C, etc.).

Los ítems enumerados en a) se consideran como CCF sólo si el nivel de análisis es insuficiente como para identificarlos explícitamente.

Los ítems enumerados en b) son más difíciles de analizar: la experiencia comprueba su existencia, pero sus causas generalmente no se identifican con tanta facilidad.

Los ítems enumerados en c) generalmente están relacionados al proceso en sí, y puede ser difícil que el analista de confiabilidad los identifique.

Cuando el análisis es demasiado difícil o no es posible, generalmente se introduce un factor β para dividir la tasa base de falla, λ , de un componente en una parte independiente, $(1-\beta) \times \lambda$, y una parte CCF, $\beta \times \lambda$. Esto evita resultados poco realistas, pero es sólo una estimación que permite tomar en cuenta la existencia de una posible CCF. Refiérase al modelo de shock descrito en ISO/TR 12489:2013, Anexo G.

Se debe tener en cuenta también que el analista debe tener cuidado con los datos que utiliza; véase B.2.3.2. Véase también ISO/TR 12489:2013, 5.4.2.

C.1.7 Fallas de modo común (CMF)

Véase definición en 3.6.

La noción de una falla de modo común, CMF, se confunde frecuentemente con la noción de CCF, pero es ligeramente diferente: una CMF ocurre cuando varios componentes fallan de la misma manera (el mismo modo). Por supuesto, esto puede ser debido a una CCF.

C.1.8 Trips

La parada de maquinaria se refiere a la situación en donde la máquina se detiene desde una condición de operación normal hasta detención completa. Existen dos tipos de parada.

a) Trip (véase definición en 3.93).

b) Parada manual: la máquina se detiene debido a la acción intencionada del operador (ya sea localmente o desde la sala de control).

Para algunos equipos, una parada espuria se define como modo de falla (es decir, UST, véase Tabla B.15) que puede ser un trip real o trip espurio dependiendo de la causa.

C.1.9 Clasificación de ocurrencia de fallas

En conjunto con el análisis de confiabilidad, p.ej. FMECA, es posible que no exista acceso suficiente a o necesidad de datos estadísticos de confiabilidad, por lo que puede ser necesario aplicar un juicio cualitativo. La Tabla C.1 puede ser utilizada para categorizar la ocurrencia de fallas. Posteriormente, durante un análisis en mayor profundidad, se puede verificar esta categorización utilizando datos históricos de confiabilidad.

Tabla C.1 — Clasificación de ocurrencia de fallas (modificada, IEC 60812:2006, Tabla 5)

Ocurrencia de modo de falla	Clasificación	Frecuencia	Probabilidad
Remota: Falla improbable	1	$\leq 0,010$ por cada mil ítems	$\leq 1 \times 10^{-5}$
Baja:	2	0,1 por cada mil ítems	1×10^{-4}
Relativamente pocas fallas	3	0,5 por cada mil ítems	5×10^{-4}
Moderado:	4	1 por cada mil ítems	1×10^{-3}
Fallas ocasionales	5	2 por cada mil ítems	2×10^{-3}
	6	5 por cada mil ítems	5×10^{-3}
Alta:	7	10 por cada mil ítems	1×10^{-2}
Fallas repetidas	8	20 por cada mil ítems	2×10^{-2}
Muy Alta:	9	50 por cada mil ítems	5×10^{-2}
Falla casi inevitable	10	≥ 100 por cada mil ítems	$\geq 1 \times 10^{-1}$

C.1.10 Clasificación de consecuencias de falla

El riesgo se describe a menudo a través de tres aspectos: posibles eventos, posibles resultados, y las incertidumbres asociadas a los eventos y resultados (para una definición, véase p.ej. ISO 31000:2009). Como parte de una evaluación de riesgo típica, se debe estimar la probabilidad de la ocurrencia de los eventos peligrosos que pueden ocurrir, y las consecuencias esperadas de estos eventos. Se debe tener en cuenta que la consecuencia es una propiedad sistémica y que el efecto de un modo de falla determinado puede cambiar según cómo se utiliza dentro de un sistema.

La clasificación de consecuencias de falla es una parte esencial de las aplicaciones de datos utilizadas para evaluar el nivel de riesgo (véase Anexo D). Por lo tanto, es útil clasificar las consecuencias de las fallas según su impacto general. Una clasificación general de consecuencias de fallas, con clases representadas por los números I a XVI, se ilustra en la Tabla C.1. Nótese que esta clasificación está primariamente diseñada para

evaluar las consecuencias de fallas que han ocurrido. Para recomendaciones más detalladas en relación a la clasificación de riesgos, véase los estándares relevantes, p.ej. ISO 17776:2000.

El registro de datos de fallas y datos de impacto de mantenimiento para eventos de falla se presenta en las Tablas 6 y 8.

Tabla C.2 — Clasificación de consecuencias de falla

Consecuencias	Categoría			
	Catastróficas Falla que resulta en fatalidades o pérdida del sistema	Severas Lesión o enfermedad severa o daño mayor al sistema	Moderadas Lesión o enfermedad leve o daño menor al sistema	Menores Menor que lesión o enfermedad leve o daño menor al sistema
Seguridad	I — Pérdida de vidas — Sistemas críticos para la seguridad inoperables	V — Lesión grave a personal — Potencial de pérdida de funciones de seguridad	IX — Lesiones que requieren de tratamiento médico — Efecto limitado en funciones de seguridad	XIII - Lesiones que no requieren de tratamiento médico - Efecto menor en funciones de seguridad
Medioambiente	II Contaminación mayor	VI Contaminación significativa	X Contaminación	XIV Ninguna contaminación o contaminación insignificante
Producción	III Interrupción extendida en producción/operación	VII Interrupción en producción sobre límite aceptable ^a	XI Interrupción en producción debajo de límite aceptable ^a	XV Interrupción menor en producción
Operacional	IV Muy alto costo de mantenimiento	VIII Costo de mantenimiento sobre nivel normal aceptable ^a	XII Costo de mantenimiento en o debajo de nivel normal aceptable ^a	XVI Bajo costo de mantenimiento
^a Es necesario definir los límites aceptables para cada aplicación.				

C.1.11 Análisis de fallas

Las fallas que ocurren y que se consideran parte de la categoría inaceptable en la Tabla C.1 requieren de la presentación de informes y realización de análisis específicos con el fin de identificar medidas que pueden prevenir la ocurrencia repetida de la falla (ej. mejoras en el mantenimiento, inspecciones, modificaciones, reemplazos, etc.). A continuación, se resumen algunos métodos analíticos útiles.

a) El modelamiento de sistema de confiabilidad (ej. simulación Monte Carlo, análisis Markov, modelamiento de crecimiento de confiabilidad, etc.) es recomendable para todos los equipos críticos para el servicio, ya que permite comparar la confiabilidad de diferentes configuraciones de sistema propuestas para contribuir a la selección de concepto en el desarrollo de la base de diseño. Específicamente,

- Estudios de sensibilidad para identificar las fallas de componentes o errores humanos, o ambos, que tengan el mayor impacto en la confiabilidad del sistema (esta información se puede utilizar para mejorar la confiabilidad de los componentes individuales o para proporcionar una base para la modificación de la configuración del sistema durante la propuesta de proyecto),
- Evaluación de los intervalos de inspección operacionales que tienen un impacto directo en la confiabilidad proyectada del sistema,
- Establecer la cantidad de inspecciones y pruebas requeridas para ciertos elementos del sistema.

b) Se puede utilizar un análisis de Pareto para establecer la lista de los “agentes más graves” de la planta en base a los elementos con las mayores tasas de falla o los costos totales de mantenimiento más elevados. Los agentes más graves también pueden estar relacionados al costo de la producción perdida y el nivel de seguridad inaceptable.

c) Se recomienda realizar un análisis de causa raíz en los siguientes casos:

- Fallas de tipos de severidad I a VIII;
- Sistemas definidos como “agentes graves” por parte de la operación.

d) Se recomienda aplicar un análisis de ciclo de vida, tal como el análisis Weibull, para los tipos de equipo que poseen cinco o más fallas de modo común con niveles de severidad de I a XII.

NOTA Las causas comunes de fallas pueden clasificarse según lo siguiente.

1) Las fallas tipo mortalidad infantil (parámetro de forma Weibull $\beta < 1,0$) normalmente son inducidas por circunstancias externas y se deben típicamente a mala instalación, fallas de elementos electrónicos de estado sólido, defectos de fabricación o procedimientos incorrectos de montaje y arranque.

2) Las fallas aleatorias ($\beta = 1,0$) normalmente resultan de errores humanos, fallas de objeto extraño o errores computacionales en el análisis Weibull (ej. combinar datos de diferentes modos de falla, combinar modos de falla comunes desde diferentes tipos de equipos, etc.). Las fallas aleatorias se pueden combatir de mejor manera a través de programas mejoradas de mantenimiento predictivo (monitoreo de condiciones más riguroso).

3) Las fallas por desgaste prematuro ($1,0 < \beta < 4,0$) pueden ocurrir durante la vida útil normal del diseño del equipo y normalmente incluyen fatiga oligocíclica, la mayoría de las fallas de rodamientos, corrosión y erosión. El mantenimiento preventivo resultando en la reparación o reemplazo de componentes críticos puede ser efectivo en costos. El periodo para reacondicionamiento se establece a través de la gráfica Weibull al periodo de vida β apropiada.

4) Las fallas por desgaste y envejecimiento ($\beta \geq 4,0$) ocurren con mayor frecuencia fuera de la vida útil normal del diseño. A mayor inclinación de la curva, (β), la variación en los tiempos hasta la falla es menor y los resultados son más previsibles. Modos de falla típicos de desgaste y envejecimiento incluyen corrosión bajo tensión, erosión, problemas con las propiedades del material, etc. Puede ser efectivo en costos realizar acciones de mantenimiento preventivo para reemplazar aquellas piezas que producen fallas significativas. El periodo para reacondicionamiento se establece a través de la gráfica Weibull al periodo de vida β apropiada.

C.1.12 Equipos críticos para la seguridad

Para algunos equipos, tales como los equipos críticos para la seguridad, puede ser útil contar con definiciones más específicas de las fallas y sus consecuencias. Algunas recomendaciones se proporcionan en el Anexo F.

C.2 Disponibilidad

C.2.1 Definición normalizada

Véase definición en 3.3.

Se debe tener en cuenta la diferencia entre los términos disponibilidad y confiabilidad:

- disponibilidad: ítem funcionando en un momento determinado (sin importar su situación anterior);
- confiabilidad: ítem funcionando continuamente sobre un periodo de tiempo.

La “disponibilidad” caracteriza una función que puede ser interrumpida sin ningún problema, mientras que la “confiabilidad” es relevante para las funciones que no pueden ser interrumpidas durante un periodo de tiempo.

C.2.2 Matemática de la disponibilidad

La situación se aclara a través de definiciones matemáticas. De hecho, existen varias expresiones

matemáticas en relación a conceptos de “disponibilidad”.

- La disponibilidad puntual o instantánea $A(t)$, es la probabilidad de que un ítem esté en condición de cumplir una función requerida bajo condiciones determinadas en un instante específico de tiempo, suponiendo que todos los recursos externos requeridos están presentes (esta es la definición establecida en IEC 61508:2010. Véase también ISO/TR 12489:2013, 3.1.12)

La disponibilidad instantánea, $A(t)$, en el momento de tiempo, t , se representa a través de la fórmula (C.4):

$$A(t) = P_S(t) \quad (C.4)$$

donde $P_S(t)$ es la probabilidad de que el ítem S esté en estado disponible en el momento, t .

- La disponibilidad media para una misión determinada (sobre un periodo de tiempo determinado), $A_m(t_1, t_2)$, es el promedio de los valores de disponibilidad puntuales durante el periodo de tiempo, de t_1 a t_2 : $t_1 < t < t_2$. Esto se expresa matemáticamente a través de la Fórmula (C.5) (véase también ISO/TR 12489:2013, 3.1.13):

$$A_m(t_1, t_2) = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} A(t) dt \quad (C.5)$$

- Disponibilidad “de Estado Constante” (o asintótica), A_{as} , es el límite de la disponibilidad media para una misión determinada donde el periodo de tiempo tiende al infinito, según lo expresado en la Formula (C.5) (véase también ISO/TR 12489:2013, 3.1.17):

$$A_{as} = \lim_{t \rightarrow \infty} \frac{1}{t} \int_0^t A(t) dt \quad (C.6)$$

Estas definiciones muestran de manera clara la diferencia entre los diferentes tipos de “disponibilidad”, específicamente:

- Para la disponibilidad puntual, nos interesa sólo el hecho de que el ítem se encuentre funcionando bien en el momento requerido (sin importar si ha fallado en algún momento anterior, siempre que haya sido reparado y no haya vuelto a fallar);
- Para la disponibilidad media, nos interesa el mismo hecho, pero en promedio para un periodo determinado de tiempo. Esto corresponde a la proporción de tiempo de funcionamiento efectivo en relación al periodo de interés.

Se debe tener en cuenta que, en la mayoría de los casos, pero no en todos, después de cierto periodo de tiempo, la disponibilidad puntual alcanza un valor asintótico llamado disponibilidad “de estado constante”, igual a la “disponibilidad de estado constante” descrita anteriormente.

EJEMPLO Para un ítem reparable simple con sólo dos parámetros de confiabilidad [tasa de falla (λ ; véase C.3) y tasa de reparación (μ)], la disponibilidad puntual es igual a la Fórmula (C.7):

$$A(t) = 1 - \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \left\{ 1 - \exp[-(\lambda + \mu)t] \right\} \quad (C.7)$$

Cuando t tiende al infinito, obtenemos el valor asintótico, según lo expresado en la Fórmula (C.8), valor que es igual a la disponibilidad de estado constante:

$$A_{as} = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$$

(C.8)

Esta disponibilidad es la disponibilidad “técnica”, “intrínseca” o “inherente” del ítem (véase también C.2.3.2).

C.2.3 Mediciones y estimaciones de registros de datos de disponibilidad media

C.2.3.1 Matemática de mediciones y estimaciones de registros de datos de disponibilidad media

El interés del concepto de disponibilidad dentro de las áreas de aplicación de este Estándar Internacional está en la relación existente entre los datos recolectados en terreno y el significado matemático de la disponibilidad media sobre un periodo determinado.

Al momento de planificar la recolección de mediciones y estimaciones de disponibilidad media (el término “disponibilidad” se encuentra definido en la Cláusula 3, véase también 7.1.2), se debe tener en consideración dos tipos de disponibilidad media, y la suma de ambos.

a) Disponibilidad operativa, A_o , expresada por la Formula (C.9):

$$A_o = \text{MUT} / (\text{MUT} + \text{MDT}) \quad (\text{C.9})$$

donde

MUT es el tiempo activo medio, estimado utilizando el tiempo activo real observado en terreno;

MDT es el tiempo de parada medio, estimado utilizando el tiempo activo y tiempo de parada real observados en terreno.

b) Disponibilidad intrínseca, A_I , expresada por la Fórmula (C.10):

$$A_I = \text{MTTF} / (\text{MTTF} + \text{MTTRes}) \quad (\text{C.10})$$

donde

MTTRes es el tiempo medio para restaurar, estimado utilizando el tiempo activo de mantenimiento observado en terreno; véase Tabla 4 y Figura 4;

MTTF es el tiempo medio transcurrido hasta la falla, estimado utilizando los tiempos activos reales observados en terreno.

c) tiempo medio transcurrido hasta la falla, METBF, expresado a través de la Fórmula (C.11):

$$\text{METBF} = \text{MTTF} + \text{MTTRes} \quad (\text{C.11})$$

En donde MTTF y MTTRes tienen las definiciones establecidas anteriormente.

C.2.3.2 Uso de mediciones y estimaciones en registros de datos de disponibilidad media

A_I y A_o no son equivalentes, excepto cuando MDT es igual a MTTRes. Generalmente, A_I es de interés para los ingenieros de confiabilidad, mientras que A_o es de interés para el personal de mantenimiento.

Estas estimaciones explican por qué la unidad de disponibilidad se expresa como proporción del tiempo en la que el ítem se encuentra en el estado disponible.

Se debe tener en cuenta que si bien el MDT está compuesto de varias demoras (detección, aislamiento, repuestos, espera, duración de reparación, reinstalación, etc.), y el MUT normalmente está cerca de MTTF, la disponibilidad operacional depende diferentes aspectos combinados: el rendimiento de confiabilidad, rendimiento operacional, rendimiento de mantenibilidad y rendimiento de soporte de mantenimiento. Por lo tanto, no es una propiedad intrínseca del ítem en sí, sino una propiedad del ítem dentro del contexto (toda la instalación, procedimientos, políticas de mantenimiento, etc.) en el cual se utiliza.

Dependiendo del interés del usuario, se puede considerar sólo una parte del tiempo de parada. Las demoras adicionales debidas a la necesidad de recursos adicionales aparte de los recursos de mantenimiento pueden ser excluidas de la estimación con el fin de alcanzar una estimación más intrínseca, tal como se muestra en la Fórmula (C.12):

$$A_I = \text{MTTF} / (\text{MTTF} + \text{MTTRes}) \quad (\text{C.12})$$

La cual es una estimación de la fórmula teórica (C.13):

$$A_m = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (\text{C.13})$$

De la misma manera, el tiempo transcurrido en mantenimiento preventivo puede o no incluirse en las evaluaciones.

La fórmula única anterior para la evaluación de los dos parámetros de confiabilidad, λ y μ , no es suficiente. Es necesario evaluar λ y μ por separado en base al MTTF (o MUT) observado para la tasa de falla, y en base al MTTRes (o MRT, parte del MDT) para la tasa de reparación

A medida que la cantidad de datos recopilados aumenta, las estimaciones se vuelven cada vez más cercanas a los valores matemáticos verdaderos. Las incertidumbres pueden gestionarse a través de análisis estadísticos clásicos.

Es bastante común definir la disponibilidad operacional en base al tiempo de parada en relación a la suma del mantenimiento correctivo y preventivo. El término “disponibilidad técnica” también se utiliza como alternativa a la “disponibilidad intrínseca”. En el segundo caso, sólo el tiempo de parada en relación al mantenimiento correctivo se debe incluir en los cálculos. La disponibilidad operacional por año, $A_{o,y}$, y la disponibilidad técnica por año, $A_{T,y}$, pueden calcularse entonces según lo establecido en las Fórmulas (C.14) y (C.15), respectivamente.

$$A_{o,y} = \frac{8760 - (t_c + t_p)}{8760} \quad (\text{C.14})$$

$$A_{T,y} = \frac{8760 - t_c}{8760} \quad (\text{C.15})$$

donde

t_c es el tiempo para mantenimiento correctivo;

t_p es el tiempo para mantenimiento preventivo.

:

C3 Tasa de falla y estimación de promedio de falla

C.3.1 General

C.3.1.1 Matemática de la tasa de falla y estimación de promedio de falla

La “tasa de falla” es un parámetro clásico de confiabilidad, denotado por la letra griega λ (lambda). A veces la tasa de falla está vinculada al parámetro de confiabilidad “frecuencia de falla” (o “frecuencia media de falla”), denotada por la letra w y también denominado intensidad (media) de falla incondicional. Vea las definiciones de ambos términos en la Cláusula 3.

La frecuencia media de falla es la frecuencia media, w , de falla (es decir, el número de fallas por unidad de tiempo). Es fácil calcular un estimador, \hat{w} , de esta frecuencia en base a los datos históricos de RM al dividir el número de fallas observadas, n , del ítem considerado por el tiempo acumulado de funcionamiento (tiempo de operación) durante el mismo periodo de tiempo, según lo expresado en la Fórmula (C.16):

$$\hat{w} = n / \sum TTF_i \quad (C.16)$$

donde

n es el número de fallas observadas;

TTF_i es el tiempo i th hasta la falla (i.e. duración i th de funcionamiento observada en terreno).

NOTA 1 w es una función del tiempo t y se acerca de manera asintótica a $1/MTTF$.

En la Fórmula (C.16), TTF_i significa el “tiempo hasta fallar” i th (es decir, la duración i th de funcionamiento) observado en terreno. Por lo tanto, esto es, realmente, el estimador de $1/MTTF$ para un ítem reparable (componente/sistema). Este w usualmente es una función del tiempo t , pero se acerca de manera asintótica a $1/TTF_i$.

En la práctica, el término $\sum TTF_i$ en la Fórmula (C.16) se sustituye a menudo por el tiempo operacional total de las unidades bajo investigación; véase el ejemplo a continuación.

NOTA 2 la Fórmula (C.16) es verdadera sólo si se presupone una distribución exponencial de fallas (tasa de peligro constante para el sistema). Si el componente no tiene una tasa de peligro constante, la tasa asintótica para el sistema no se alcanza hasta varios cambios del componente (proceso de renovación). Esta interpretación significa que el número de fallas a lo largo de un periodo (largo) de tiempo $(0, t)$ “en promedio” es igual a $w \times t$. O, de manera más general: si un número de ítems con el mismo promedio constante “frecuencia de falla,” w , se observan durante un tiempo de operación total, t , entonces el número promedio de fallas observadas a lo largo de este periodo es igual a $w \times t$ asintóticamente.

EJEMPLO Una frecuencia media de falla de 3×10^{-4} fallas por hora significa que en promedio ocurrirán 30 fallas durante un periodo operacional de 100 000 h. Cabe destacar que en este caso nos referimos a las unidades reparables, es decir, las unidades que se reparan inmediatamente después de fallar.

En el ejemplo anterior, planteamos que, en el largo plazo, el tiempo medio transcurrido entre dos fallas de una unidad es igual a $1/w = 3\,333$ h, lo cual es igual también a la suma de $MTTF$ y $MTTRes$ (válido sólo para ítems reparables, siempre que el ítem está en condición ‘como nueva’ después de la reparación).

=> válido sólo para los ítems reparables. Es importante no confundir este TTF_i de 3 333 h con el tiempo esperada hasta la falla. Puesto que se supone que la frecuencia promedia de falla esté constante, la probabilidad de una falla es igual entre 0 h y 100 h, entre 3 300 h y 3 400 h y entre 9 900 h y 10 000 h.

El término “tasa de falla” (o tasa de falla Vesely, véase p.ej. ISO/TR 12489:2013) se utiliza a veces (ej. en libros de texto) como sinónimo del término “tasa de peligro”. Además, esta tasa es generalmente una función del tiempo, t , (desde el inicio de la operación del equipo). Entonces, $\lambda(t)dt$ es la probabilidad de que el ítem falle entre t y $t + dt$, siempre que haya estado trabajando durante $[0, t]$.

Esta función, $\lambda(t)$, define la distribución de ciclo de vida de la unidad (es decir, la distribución estadística del tiempo hasta fallar por primera vez). Esta distribución se puede expresar en términos de la probabilidad, $F(t)$, de que el ítem falle antes de que opere durante un tiempo, t , según lo expresado en la Fórmula (C.17):

$$F(t) = 1 - R(t) \quad (C.17)$$

donde $R(t)$ es probabilidad de que el ítem sobrevivirá durante un periodo de tiempo, t .

No obstante, se puede demostrar matemáticamente que cuando la tasa de peligro, $\lambda(t)$, es constante a lo largo del tiempo, t , la frecuencia media de falla (w) y la tasa de falla (λ) tienen el mismo estimador, según lo expresado en las Fórmulas (C.16) y (C.17). En este caso, podemos utilizar el término “tasa de falla” sin causar demasiada confusión (pero de igual manera existen dos interpretaciones diferentes).

El supuesto de que la tasa de falla (tasa de peligro) esté constante ($= \lambda$) sobre todo el ciclo de vida del ítem respectivo significa que la probabilidad del ítem de sobrevivir durante todo un periodo, t , se expresa mediante las Fórmulas (C.18) y (C.19):

$$R(t) = \exp(-\lambda \times t) \quad (C.18)$$

$$F(t) = 1 - \exp(-\lambda \times t) \quad (C.19)$$

En este caso, $\lambda = 1/\text{MTTF}$.

C.3.1.2 Uses of tasa de falla and estimación de promedio de falla

En la situación general, se suele suponer que la tasa de peligro, $\lambda(t)$, del ciclo de vida del ítem refleje tres periodos: fallas tempranas, durante el ciclo de vida y fallas por desgaste y envejecimiento (véase Figura C.1). Durante el periodo de fallas tempranas, el valor $\lambda(t)$ normalmente se reduce, durante la vida útil se vuelve más o menos constante, y durante el periodo de desgaste y envejecimiento aumenta, es decir, la curva, $\lambda(t)$, tiene la forma de bañera (véase Figura C.1).

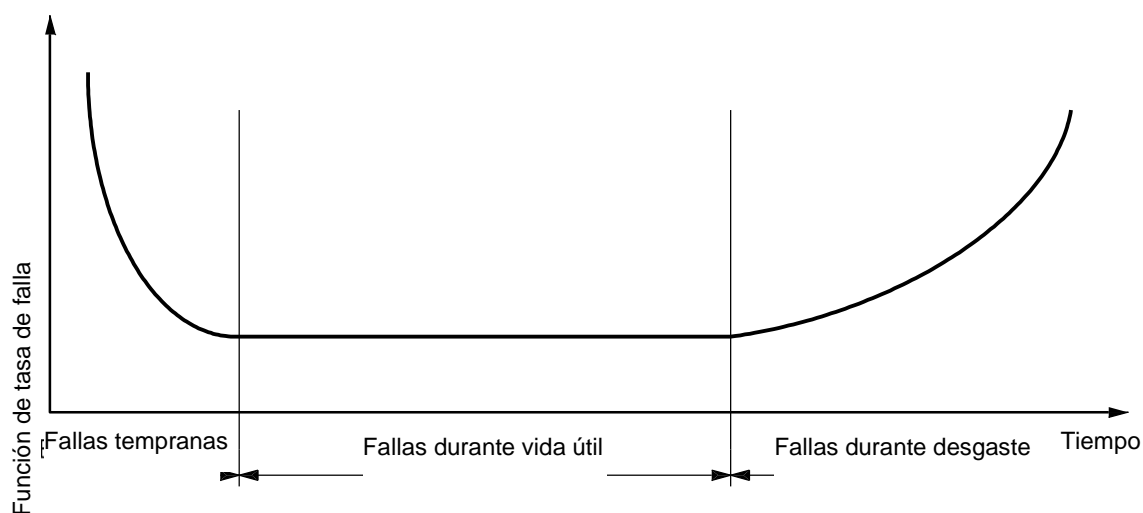


Figura C.1 — Curva de bañera para tasa de peligro (“tasa de falla”) de una unidad

Si las fallas tempranas se tratan de manera separada y las unidades se sacan de servicio antes de que lleguen a fallar por desgaste, el supuesto de una tasa de peligro constante puede ser razonable. Este estimador no proporciona información en relación a la forma de la curva de tasa de peligro. Siempre que la tasa de peligro esté constante, con presencia de fallas por desgaste en los componentes o repuestos, la confiabilidad se subestima para bajos tiempos de operación y se sobrestima para altos tiempos de operación. Con respecto al tiempo hasta la primera falla, TFF, la estimación de la tasa de peligro constante es totalmente engañosa. No obstante, se puede realizar un análisis estadístico más sofisticado para determinar si la tasa de peligro está en descenso, constante o en incremento y para evaluar los parámetros a través de otro modelo de confiabilidad, tal como Weibull para los componentes o la ley de

Power para los sistemas reparados.

En este caso, es necesario tener en consideración las diferentes duraciones del periodo TFF.

Los métodos estándares para la estimación de una tasa de falla constante en base al número de fallas observado durante un periodo de operación determinado se describen en C.3.2 y C.3.3.

C.3.2 Estimación de tasa de falla

C.3.2.1 Estimador de probabilidad máxima de una tasa de falla constante

El estimador de probabilidad máxima de λ se expresa mediante la Fórmula (C.20):

$$\hat{\lambda} = \frac{n}{\tau} \quad (C.20)$$

donde

n es el número de fallas observadas;

τ es el tiempo acumulado en servicio, medido como tiempo de vigilancia o tiempo de operación.

Nótese que este enfoque es válido sólo en las siguientes situaciones:

- El número de fallas para un número determinado de ítems con la misma tasa de falla constante, λ , está disponible durante un cierto periodo de tiempo acumulado de servicio, τ ;
- Se ha observado por lo menos una falla ($n \geq 1$) a lo largo del tiempo, τ . En la teoría estadística "clásica", la incertidumbre de la estimación se puede presentar como un intervalo de confianza de 90% con un límite inferior, L_{Lower} , y un límite superior, L_{Upper} , según lo expresado en las Fórmulas (C.21) y (C.22), respectivamente:

$$L_{Lower} = \frac{1}{2\tau} z_{0,95;\nu} \quad (C.21)$$

$$L_{Upper} = \frac{1}{2\tau} z_{0,05;\nu} \quad (C.22)$$

donde

$z_{0,95;\nu}$ es 95° percentil de la distribución χ^2 (chi cuadrado) con ν grados de libertad $z_{0,05;\nu}$;

ν es el 5° percentil de la distribución χ^2 (chi cuadrado) con ν grados de libertad.

NOTA 1 La distribución chi cuadrado se puede encontrar en la mayoría de los libros de textos de estadísticas o en p.ej. SINTEF (2009).

NOTA 2 También se puede utilizar otros límites de confianza dependiendo de la aplicación.

EJEMPLO Suponiendo que $n = 6$ fallas han sido observadas durante un tiempo acumulado en servicio de $\tau = 10\,000$ horas. La estimación de la tasa de falla, expresada en fallas por hora según lo expresado en la Fórmula (C.20), se calcula de la forma siguiente:

$$\hat{\lambda} = \frac{n}{\tau} = 6 \cdot 10^{-4}$$

El intervalo de confianza de 95 %, en base a las Fórmulas (C.21) y (C.22), se calcula de la manera siguiente:

$$\left[\frac{1}{2\tau} z_{0,95;2N}, \frac{1}{2\tau} z_{0,05;2(N+1)} \right] = \left(\frac{1}{20\,000} z_{0,95;12}, \frac{1}{20\,000} z_{0,05;14} \right) = \left(2,6 \cdot 10^{-4}, 11,8 \cdot 10^{-4} \right)$$

La estimación y los intervalos de confianza se ilustran en la Figura C.2.

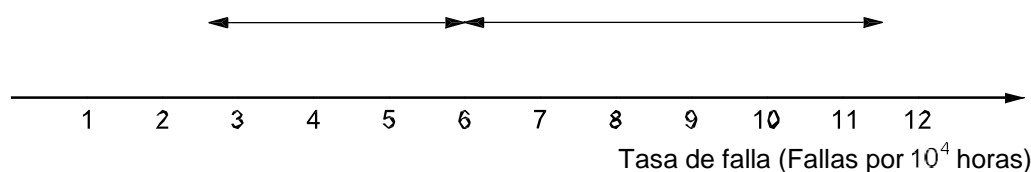


Figura C.2 — Estimación e intervalo de confianza de 95 % para el ejemplo de cálculo de la tasa de falla

C.3.2.2 Estimadores e intervalos de confianza para una muestra heterogénea

La mayoría del tiempo, una muestra está constituida de ítems que provienen de diferentes instalaciones con diferentes condiciones ambientales y de operación. En este caso, se tratan de datos heterogéneos que corresponden a diferentes tipos de equipos.

Estos datos se agrupan en clases k , que se suponen que son homogéneas. Entonces, la muestra heterogénea es la combinación de diferentes muestras más o menos homogéneas.

A partir de los datos que supuestamente se agrupan en clases k (homogéneas), cada clase se representa mediante un índice i , donde $i = 1, \dots, k$. Para la clase i° , se puede suponer que los siguientes datos estén disponibles:

- El tamaño de la clase, m_i , que representa el número de equipos en la clase i ,
 - El número total, n_i , de fallas de todos los equipos en la clase i ,
 - El tiempo de operación acumulado τ_i para todos los equipos en la clase i .
- Para que la estimación de tasa de falla $\hat{\lambda}$ tome en cuenta los datos de todas las clases $(n_i, \tau_i) 1 \leq i \leq k$ (y no sólo (n_i, τ_i)), se propone a continuación un enfoque Bayesiano. La variación de la tasa de falla entre las clases se puede modelar suponiendo que la tasa de falla sea una variable aleatoria con cierta distribución a través de una función de densidad de probabilidad $\pi(\lambda)$.

Entonces, la tasa de falla media es:

- a) Calcular \bar{m} , S_1 , S_2 , V , V^* , μ y V según lo siguiente:

$$\bar{m} = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{\sum_{i=1}^k \tau_i}, \quad (C.25)$$

$$S_1 = \sum_{i=1}^k \tau_i, \quad (C.26)$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^k \tau_i^2, \quad (C.27)$$

$$V = \sum_{i=1}^k \frac{n_i}{\tau_i}, \quad (C.28)$$

$$V^* = \left(\bar{V} - (k-1)\bar{m} \right) \frac{S_1}{S_1^2 - S_2}, \quad (C.29)$$

$$\mu = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \frac{n_i}{\tau_i}, \quad (C.30)$$

$$\tilde{V} = \frac{1}{k-1} \sum_{i=1}^k \left(n_i - \mu \right)^2, \quad (C.31)$$

b) Derivar para calcular E_t y V_t :

$$V_t = \max \left\{ V^*, \tilde{V} \right\} \quad (C.32)$$

$$\hat{E}_t = \frac{1}{\sum_{i=1}^k \frac{1}{\hat{m} + \hat{V}_t} \frac{n_i}{\tau_i}} \quad (C.33)$$

c) A continuación, se deriven las estimaciones para $(\hat{\alpha}, \hat{\beta})$ mediante lo siguiente:

$$\hat{\alpha} = \frac{\hat{E}_t}{\hat{1}_t}, \quad (C.34)$$

$$\hat{\alpha} = \hat{\beta} \hat{E}_t \quad (C.35)$$

d) Entonces, la estimación global de $\hat{\lambda}_i$ puede expresarse de la siguiente forma:

$$\hat{\lambda}_i = \frac{\hat{\alpha} + n_i}{\hat{\beta} + \tau_i} \quad (C.36)$$

Donde $\varepsilon \in \left[0, \frac{1}{2} \right]$, un intervalo aproximado de credibilidad con niveles $1-\varepsilon$ para λ_i es

$$\left[\frac{\hat{\alpha} + n_i}{\hat{\beta} + \tau_i} - \varepsilon, \frac{\hat{\alpha} + n_i}{\hat{\beta} + \tau_i} + \varepsilon \right]$$

O de otra forma,

$$\left[\begin{array}{cc} \Gamma & (\varepsilon) \\ q_{12} & q_{12} \end{array} \right] \left[\begin{array}{cc} \Gamma & (\varepsilon) \\ q_{12} & 1 - q_{12} \end{array} \right] \left[\begin{array}{cc} \hat{\alpha} + n_i & / \\ 2(\hat{\beta} + \tau_i) & \end{array} \right]$$

C.3.3 Estimación de la tasa de falla sin fallas — enfoque Bayesiano

C.3.3.1 General

NOTA El enfoque Bayesiano no siempre es aceptado por parte de las autoridades de seguridad (ej. en la industria nuclear).

El enfoque clásico descrito anteriormente tiene dificultades cuando el número de fallas observadas es cero. Un enfoque alternativo que permite manejar la situación sin fallas observadas consiste en el uso de un enfoque Bayesiano con una distribución anterior no informativa. Cuando se han observado n fallas durante el tiempo, t , la estimación de tasa de falla en la distribución posterior se expresa en la Fórmula (C.37):

$$\hat{\lambda} = \frac{2n + 1}{2t} \quad (\text{C.37})$$

La cual, para el caso de cero fallas, se reduce a la Fórmula (C.38):

$$\hat{\lambda} = \frac{1}{2t} \quad (\text{C.38})$$

C.3.3.2 Estimador de nivel de confianza constante

La tasa de falla se estima en base a la Fórmula (C.39):

$$\hat{\lambda} = \frac{n + 0,7}{t} \quad (\text{C.39})$$

C.3.3.3 Ventajas

Las ventajas de este estimador son:

- Funciona en el caso de cero fallas;
- Es homogéneo desde el punto de vista de nivel de confianza
- El estimador del valor mediano converge hacia la estimación de probabilidad máxima a medida que aumente el valor n
- Es fácil de usar.

Sin embargo, al momento de utilizar los estimadores anteriores, se debe determinar si se utilizarán para los modos de falla individuales o la tasa de falla total, incluyendo todos los modos de falla.

C.3.4 Fallas como función de ciclos en vez de tiempo

Para algunos equipos o modos de falla o en ciertas condiciones, se puede lograr un modelo más realista al considerar la probabilidad de fallas como función del número de operaciones o ciclos en vez del tiempo transcurrido. Este modelo se debe considerar cuando se presupone que el número de operaciones realizadas es un factor contribuyente más probable que el tiempo real transcurrido. Por ejemplo, se puede suponer que un Conector será mucho más propenso a fallar si se conecta y se desconecta de manera muy frecuente, en vez de conectarse una vez y mantenerse en la misma posición durante muchos años. Por lo tanto, el tiempo no es el factor de mayor importancia, sino el número de operaciones. En este caso, todos los principios y fórmulas en las sub-clausulas anteriores siguen siendo aplicables, salvo que la letra 't' que denota el tiempo se sustituye por, por ejemplo, la letra 'c' que denota el número de ciclos. Véase también IEC 61810-2:2011 en relación al uso de los ciclos para propósitos de confiabilidad.

Se debe tener en cuenta que, si el número de ciclos es aproximadamente constante a lo largo del tiempo, este modelo alternativo se puede calcular de forma aproximada utilizando la probabilidad de falla como función del tiempo. Sin embargo, raras veces sucede de esta manera siendo que las tasas de falla (o frecuencia media de falla) se basan en datos recolectados desde diferentes instalaciones, ubicaciones geográficas etc. con diferentes condiciones de operación. Nótese también que el modelo de tasa de falla puede ser diferente para diferentes mecanismos o causas de falla dentro de una misma una clase de equipo, puesto que el modelo basado en tiempo puede ser más relevante para algunos modos de falla (ej. corrosión) y el modelo basado en ciclos para otros (ej. desgaste).

No obstante, al momento de realizar los análisis en un nivel taxonómico (jerárquico) mayor, se debe tener cuidado con el uso del modelo basado en ciclos. El rendimiento de una instalación, planta o sistema se expresa de manera más apropiada a través del uso de un modelo basado en tiempo, ya que no es significativo hablar del número de ciclos de una instalación entera. En este caso, los modelos basados en ciclos de algunos equipos o modos de falla deberán ser convertidos a un modelo basado en tiempo. Esto se hace a través de la siguiente fórmula sencilla:

$$MTTF = MCTF / \xi \quad (C.40)$$

donde ξ es el número esperado de ciclos por unidad de tiempo. Sin embargo, es importante utilizar el modelo en el lado derecho de la fórmula, ya que responderá ante posibles cambios en el número de ciclos esperado. Véase también la definición del número medio de ciclos en 3.58.

Dado que 'ciclos' es el término más común en esta materia, se ha utilizado aquí. Sin embargo, puede ser reemplazado por el término "demanda", el cual se explica en C.1.3. Así, la información recolectada en relación a la demanda se puede utilizar para calcular el valor de MCTF, el cual se puede interpretar como el número medio de arranques antes de fallar, el número medio de activaciones antes de fallar, etc., según el equipo. El término Número Medio de Ciclos antes de Fallar (MCTF) se define en 3.57.

Se puede encontrar un ejemplo relevante en ISO/TR 12489:2013, 3.2.13 (Ejemplo 2).

Cabe destacar que algunos modos de falla están relacionados a la demanda, como por ejemplo "Falla en arranque/detención/abertura/cierre/conexión/desconexión bajo demanda". Las clases de equipo en las que tales modos de falla son relevantes se pueden considerar como sujetos de análisis mediante modelos basados en el número de ciclos o la demanda, en vez de modelos basados en el tiempo transcurrido. Sin embargo, la ocurrencia del modo de falla en si no es suficiente como para determinar qué modelo es mejor. La falla de una válvula puede haber sido registrada bajo el modo de falla "Falla en abrir bajo demanda". En este caso, es posible que la válvula no ha abierto debido a la demanda, ya que abrir la válvula frecuentemente en el pasado ha producido un desgaste gradual hasta generar una falla. Otra posibilidad es que la válvula no se haya abierto frecuentemente en el pasado, y que ha se corroído a lo largo del tiempo en posición cerrada. Al momento de intentar abrir la válvula, se detecta la falla oculta.

Estos dos escenarios son muy diferentes, pero típicamente se clasificarán bajo el mismo modo de falla y el mismo método de detección (bajo demanda). La diferencia entre la falla bajo demanda y la falla debido a la demanda en este caso se observa sólo a través de los diferentes mecanismos de falla, es decir, desgaste y corrosión, respectivamente. Dependiendo del mecanismo de falla predominante, la confiabilidad de la válvula se debe expresar en términos de tiempo o número de ciclos.

En general, los equipos de perforación, terminación de pozos e intervención en pozos son por su naturaleza más dependientes de la demanda que del tiempo. Otras clases de equipo dentro de esta categoría pueden incluir las grúas, brazos cargadores, tornos, mezcladores y posiblemente las válvulas, tal como en el caso anterior.

C.4 Mantenibilidad

C.4.1 General

Existen diferentes definiciones normalizadas del concepto de “mantenibilidad” en los documentos de normalización, (véase también 3.47), específicamente:

- La capacidad de un ítem, bajo condiciones determinadas, de mantenerse en o restaurarse a un estado en el que es capaz de cumplir su función, en un periodo de tiempo determinado, cuando el mantenimiento se realiza bajo condiciones predeterminadas y mediante procedimientos y medios específicos;
- Medición de la capacidad de un ítem de mantenerse en o restaurarse a las condiciones especificadas, cuando el mantenimiento se realiza por personal con un nivel de competencia determinado y mediante el uso de procedimientos y recursos predeterminados, a través de todos los niveles predeterminados de mantenimiento y reparación.

C.4.2 Significado matemático

C.4.2.1 Conceptos de mantenibilidad

Existe una versión probabilística de la “mantenibilidad”, similar a aquella que existe para los conceptos de confiabilidad y disponibilidad:

Probabilidad de que un ítem pueda ser restaurado a una condición, dentro de un periodo de tiempo predeterminado, cuando el mantenimiento se realiza por personal con niveles específicas de competencias, utilizando procedimientos y recursos predeterminados.

Véase también C.5.5.2 en relación al uso de los términos de tiempo inactivo normalmente relacionados al tiempo de mantenimiento correctivo, es decir, tiempo medio para restaurar (MTTRes) y tiempo total medio de reparación (MRT).

C.4.2.2 Rendimiento de mantenibilidad

Esto es un método de probabilidad para medir el rendimiento de mantenibilidad, además de muchos otros indicadores.

La mantenibilidad, $M(t)$, puede expresarse mediante la Fórmula (C.41):

$$M(t) = P(RT \leq t) \quad (C.41)$$

donde

RT es el tiempo activo para reparar el ítem S , es decir, el tiempo desde la detección de la falla hasta la restauración del ítem;

$P(RT \leq t)$ es la probabilidad de que RT sea menor al tiempo t .

Por lo tanto, $M(t)$ es la función de distribución acumulativa (CDF) de los RT s del ítem S . Por definición de los CDFs, $M(t)$ es una función no decreciente que varía entre 0 y 1 a medida que t varía entre 0 e infinito.

Esto significa que es probable que cualquier ítem reparable se repare (o se restaure) si esperamos lo suficiente.

Como propiedad del CDF, es posible expresar $M(t)$ utilizando la “tasa de peligro” de la distribución, la cual, en este caso, se denomina “tasa de reparación” $\mu(t)$.

Cuando esta tasa es constante, obtenemos la fórmula clásica de la mantenibilidad, $M(t)$, expresada en Fórmula (C.42):

$$M(t) = 1 - \exp(-\mu \cdot t) \quad (C.42)$$

donde μ es la denominada tasa de reparación, la cual es equivalente a la tasa de peligro y se denomina MTTRes.

Nótese que, dependiendo de lo que realmente deseamos evaluar, se puede utilizar todo el tiempo de parada, una parte de ella o sólo el tiempo activo de mantenimiento como RT en la Fórmula (C.41).

C.4.2.3 Tasa de reparación

La tasa de reparación, μ , es un parámetro de confiabilidad que permite evaluar la probabilidad de que el ítem se repare dentro de cierto lapso de tiempo después de fallar (es la versión probabilística de la “mantenibilidad” del ítem).

Este parámetro tiene un papel para el TR (tiempo hasta reparar) que es análogo a aquel de la tasa de falla para el TTF (tiempo hasta fallar).

La Fórmula (C.43) proporciona la estimación:

$$\mu = \frac{n}{\sum RT_i} = \frac{1}{MRT} \quad (C.43)$$

donde

- n es el número de reparaciones;
- RT_i es la duración de la reparación i
- MRT es el tiempo total medio de reparación.

Todos los datos anteriores pueden ser recolectados en terreno.

Este parámetro se puede utilizar para evaluar la mantenibilidad del ítem utilizando una ley exponencial, según lo expresado en la Fórmula (C.44):

$$M(t) = 1 - \exp(-\mu \cdot t) \quad (C.44)$$

A menudo se utilizan leyes probabilísticas más sofisticadas para el modelamiento de las reparaciones. En estos casos, la tasa de reparación se convierte en un valor no-constante $\mu(t)$ y la estimación simple en la Fórmula (C.44) no aplica. Por ejemplo, es necesario tener en consideración la duración de los diferentes RT_i s para evaluar el parámetro de una ley log-normal.

C.4.2.4 Mediciones y estimaciones

Un indicador del rendimiento de mantenibilidad es el MRT (tiempo total medio de reparación) del ítem respectivo. Este MRT es la parte del tiempo de parada medio (MDT) que se debe a la reparación en sí. Se puede estimar en base a la suma de los “tiempos hasta reparar” observados (desde la retroalimentación de datos) dividido por el número de reparaciones, según lo expresado en la Fórmula (C.45):

$$\square \text{MRT} = \sum \frac{RT_i}{n} \quad (\text{C.45})$$

NOTA Cuando se conoce o se ha establecido la forma analítica de $M(t)$, se puede hacer un enlace entre los parámetros de la ley exponencial y los MRTs estimados en base a los datos de terreno.

La estimación es fácil en el caso clásico, en el que la Fórmula (C.44) se aplica y μ , la denominada “tasa de reparación” es constante. A medida que la cantidad de datos aumente, la estimación se vuelve cada vez más cercana a los valores matemáticos verdaderos. Las incertidumbres se pueden manejar a través de análisis estadísticos clásicos.

Para las leyes de reparación más complejas (ej. log-normal), es necesario tener en consideración la duración de los diferentes TTFs observados y realizar un análisis de calce estadístico.

Al momento de planificar la recolección de datos (véase 7.1.2), es necesario considerar los diferentes métodos de registrar el tiempo de parada (véase Tabla 4 en este Estándar Internacional, además de las Figuras 5 a 7 en ISO/TR 12489:2013) y elegir las secciones apropiadas del tiempo de parada para incluir. Dependiendo de lo que se hace, diferentes secciones del tiempo de parada pueden ser incluidas dentro del MRT.

C.4.3 Mantenibilidad — Factores intrínsecas y extrínsecas

Con fines de comparación, es importante identificar los factores que son intrínsecos (sólo relacionados al ítem) y extrínsecos (dependientes del contexto) en la mantenibilidad de los ítems individuales.

- La mantenibilidad intrínseca considera sólo las características incorporadas diseñadas para ayudar en el mantenimiento de un ítem.
- La mantenibilidad extrínseca considera todos los factores dependientes del contexto: logísticos, de soporte, de organización de tareas, de separación y reintegración de equipos.

La mantenibilidad “extrínseca” cambia de operación a operación, mientras que la mantenibilidad “intrínseca” no cambia. Para los estudios de confiabilidad, es muy importante analizar y modelar estas dos definiciones de mantenibilidad por separado.

Para fines de comparación, es útil identificar aquellos factores de la mantenibilidad que están relacionados sólo al ítem en sí, p.ej. lubricación o facilidad de desmontaje, los cuales pueden denominarse factores de mantenibilidad intrínseca, y aquellos que están relacionados a su ubicación, p.ej. logística, soporte, organización de tareas, separación y reintegración de equipos, los cuales pueden denominarse factores de mantenibilidad extrínseca.

C.4.1 Procedimiento para recopilar registros de datos de mantenibilidad

Al momento de planificar la recolección de mediciones y estimaciones de mantenibilidad de fallas (véase 7.1.2), se debe elegir mediciones apropiadas desde C.5 para la información requerida.

C.5 Interpretaciones de “Tiempo medio”

C.5.1 Principio

El tiempo medio durante el cual el ítem está en cierto estado puede ser medido a través del uso del tiempo de parada medio, tiempo medio entre fallas, tiempo medio transcurrido hasta la falla, tiempo medio de reparación, tiempo activo medio, etc. Los valores medios son una buena aproximación cuando existen datos disponibles limitados o donde no existe una tendencia clara en los datos. Sin embargo, si existe una tendencia, como muchas veces es el caso, en los datos mantenimiento, p.ej. tendencia de aumento en la tasa de peligro (desgaste) o de reducción en la tasa de peligro (“periodo de ajuste”), los valores medios pueden ser engañosos y pueden resultar en decisiones incorrectas.

C.5.2 Tiempo de parada medio (MDT)

El tiempo de parada medio se formula en base al tiempo medio durante el cual el ítem está en estado de parada. Véase definición estado de parada in 3.15.

Esto incluye todas las demoras entre la falla y la restauración de la función del ítem respectivo: detección, repuestos, logística, espera, política de mantenimiento, tiempo activo de mantenimiento, reinstalación, etc.

Esto no es un parámetro intrínseco, ya que depende del contexto en el cual el ítem se utiliza.

Por lo tanto, solo una parte específica del tiempo de parada puede ser de interés para un analista al momento de realizar un estudio de confiabilidad (es decir, MTTRes). Véase también Figura 4 en este Estándar Internacional, y también las Figuras 5 a 7 en ISO/TR 12489:2013.

C.5.3 Tiempo medio transcurrido entre fallas (METBF)

Vea definición en 3.60.

C.5.3.1 Matemática del METBF

La expresión general del tiempo medio transcurrido entre fallas, METBF, se puede expresar mediante la Fórmula (C.46):

$$\text{METBF} = \text{MUT} + \text{MDT} \quad (\text{C.46})$$

donde

MUT es el tiempo activo medio;

MDT es el tiempo de parada medio.

lo cual, en casos sencillos, se puede expresar a través de la Fórmula (C.47):

$$\text{METBF} = \text{MTTF} + \text{MTTRes} \quad (\text{C.47})$$

donde

MTTF es el tiempo medio transcurrido hasta la falla;

MTTRes es el tiempo medio para restaurar.

Así como el MDT, esto no es un parámetro intrínseco, sino que depende del contexto en el que el ítem se utiliza.

C.5.3.2 Usos de METBF

Los valores de METBFs se calculan y se utilizan para diferentes propósitos (para el ítem, el equipo, el servicio, la operación, etc.). El “ítem” y el “equipo” son de interés principalmente para los ingenieros de

confiabilidad, mientras que los demás datos son de interés para el personal de mantenimiento.

C.5.4 Tiempo medio hasta fallar (MTTF)

Vea definición en 3.62.

C.5.4.1 Matemática de MTTF

Este parámetro, el tiempo medio hasta fallar, MTTF, está vinculado a la tasa de falla, λ , del ítem respectivo, según lo expresado en la Fórmula (C.48):

$$\text{MTTF} = 1 / \lambda \quad (\text{C.48})$$

donde λ es la tasa de falla, y es válido sólo para tasas de falla constantes.

C.5.4.2 Uso del MTTF

En el sentido riguroso, este parámetro sólo se aplica a la primera falla de un ítem nuevo antes de realizar cualquier tarea de mantenimiento. Si la reparación es perfecta, es decir, el ítem reparado es “como nuevo”, el MTTF es exactamente igual al MUT.

Tome cuidado para entender este término y estar consciente de que, en la práctica, los términos MTTF y MUT suelen confundirse (véase definición de MUT). Véase también las definiciones de frecuencia de falla y tasa de falla (en la Cláusula 3), ya que son términos similares que se utilizan a menudo para describir la ocurrencia de fallas.

NOTA MTTF normalmente está asociada al supuesto de una distribución exponencial (ej. una tasa de peligro constante). MTTF también se utiliza para otras distribuciones, tales como, por ejemplo, la distribución normal o de Weibull. Las fórmulas (C.46) a (C.48) son válidas sólo para el supuesto de una distribución exponencial tanto de METBF como de MTTF. Por otro lado, es un prerequisite que todo el tiempo se mida según las mismas dimensiones (tiempo global o local).

C.5.5 Tiempo total medio de reparación (MRT)

Véase definiciones del tiempo total medio de reparación (MRT) en 3.61.

C.5.5.1 Matemática del MRT

Este parámetro, el tiempo total medio de reparación, MRT, se relaciona a la tasa de reparación μ , del ítem respectivo mediante la Fórmula (C.49):

$$\text{MRT} = 1 / \mu \quad (\text{C.49})$$

Donde μ es la tasa de reparación.

C.5.5.2 Usos de MRT

El término MRT generalmente está relacionado sólo al tiempo de mantenimiento correctivo activo que forma parte del tiempo de parada, pero dependiendo del estudio, puede variar desde el tiempo activo de mantenimiento correctivo hasta todo el tiempo de parada. En este caso, se puede utilizar el término “restaurar” en vez de “reparar”. Sin embargo, generalmente el “tiempo de parada” es mayor al “tiempo activo de mantenimiento”. Véase también ISO/TR 12489:2013, Figura 5, y 3.1.31 (Tiempo medio para reparar; MTTR), 3.1.32 (tiempo medio para restaurar; MTTRes), 3.1.33 (tiempo total medio de reparación; MRT) y 3.1.34 (tiempo activo medio de reparación; MART).

Si, además del mantenimiento correctivo (reparación) mencionado anteriormente, se incluye el mantenimiento preventivo, se puede calcular el tiempo medio para mantener MTM, expresado en horas, según lo expresado en la Fórmula (C.50):

$$MTTM = \frac{(t_{mc} \cdot M_c) + (t_{mp} \cdot M_p)}{(M_c + M_p)} \quad (C.50)$$

Donde

$$(M_c + M_p)$$

t_{mc} es el tiempo total de mantenimiento correctivo o reparación transcurrida, expresado en horas corridas;

t_{mp} es el tiempo total de mantenimiento preventivo transcurrido, expresado en horas corridas;

M_c es el número total de acciones de mantenimiento correctivo (reparaciones);

M_p es el número total de acciones de mantenimiento preventivo.

C.5.6 Tiempo disponible medio (MUT)

Si las reparaciones son “perfectas”, es decir, el ítem reparado queda “como nuevo”, el tiempo disponible medio (MUT) es exactamente igual al MTTF. Si la reparación no es perfecta, o para los equipos compuestos de piezas que han sido reparadas y otras que nunca han fallado, entonces MUT y MTTF son dos parámetros diferentes (véase también C.5.4).

C.5.7 Procedimiento de recopilación de registros de datos para tiempo medio

Al momento de planificar la recolección de mediciones y estimaciones de tiempo medio (véase 7.1.2), se debe seleccionar mediciones apropiadas desde C.5 para la información.

C6 Pruebas de detección de fallas ocultas en sistemas de seguridad

C.6.1 Principios generales

Existen dos principios generales que pueden ser utilizados para establecer el intervalo necesario de pruebas para una función de seguridad con fallas ocultas:

- disponibilidad requerida

Este enfoque se basa en un análisis de riesgo para el cual se han establecido algunos criterios absolutos de aceptación de riesgos. Cada una de las funciones de seguridad de una planta/sistema/equipo posee requisitos de confiabilidad designados en base a dichos criterios. Este enfoque cumple con los estándares IEC 61508:2010 (todas las partes) e IEC 61511:2016 (todas las partes).

- disponibilidad costo-beneficio

Bajo algunas circunstancias, las consecuencias de la falla de un sistema de seguridad en una situación peligrosa se pueden reducir a sólo las consecuencias económicas. En este caso, es apropiado establecer el programa de mantenimiento preventivo a través de la optimización de los costos totales, comparando el costo del mantenimiento preventivo contra el costo de la falla de un sistema de seguridad; véase ISO 15663:2000/2001 (todas las partes).

Existe la necesidad de recolectar datos con respecto a las fallas ocurridas antes de la prueba (las verdaderas fallas ocultas) y aquellas fallas que se producen debido a la prueba (ej. falla de ciclo, error humano, no disponibilidad durante la prueba).

C.6.2 Disponibilidad requerida

Esta situación se caracteriza por poseer un límite superior, L_{PFD} , que la probabilidad promedia de una falla oculta observada bajo demanda no puede superar. El intervalo de pruebas, τ , necesario para cumplir con este límite se puede determinar de manera aproximada mediante la Fórmula (C.51). Esta fórmula supone que la prueba no tenga efectos negativos ($\gamma=0$) y que el MRT es insignificante.

$$\tau = \frac{2L_{\text{PFD}}}{\lambda} \quad (\text{C.51})$$

donde

L_{PFD} es el límite superior de aceptación en relación a la probabilidad promedia de una falla bajo demanda;

λ es la tasa de falla para las fallas bajo demanda.

La probabilidad promedia de una falla bajo demanda se puede calcular mediante la Fórmula (C.52):

$$\text{PDF}_{\text{avg}} = \lambda \frac{\tau}{2} + \frac{\lambda}{\mu} + \frac{\gamma}{\mu} \quad (\text{C.52})$$

donde

$$2 \quad \mu \quad \mu\tau$$

γ es la tasa de falla por ciclo;

τ es el intervalo de pruebas;

μ es la tasa de reparación.

El intervalo óptimo de pruebas τ_{opt} se puede calcular de la manera siguiente:

$$\tau_{\text{opt}} = \sqrt{2\gamma / (\lambda \cdot \mu)} \quad (\text{C.53})$$

Véase ISO/TR 12489:2013 (ej. 3.1.16) para mayores detalles con respecto a los cálculos de disponibilidad.

C.6.3 Matemática de la disponibilidad costo-beneficio

Cuando utilizamos el término disponibilidad costo-beneficio, estamos considerando un sistema de seguridad clasificado como SIL 1 según lo definido en IEC 61508:2010 (todas las partes). Esto implica que no existen requisitos absolutos con respecto a la disponibilidad del sistema. De todas maneras, puede ser un sistema de protección importante en relación a las posibles pérdidas económicas. Un ejemplo es un trip de vibración en una bomba que debe detener la bomba si la vibración excede un nivel definido. Si el trip de vibración falla, el daño material a la bomba puede ser significativo. El enfoque que se debe utilizar en este tipo de situación consiste en realizar una optimización económica en donde el costo de las pruebas se compara contra el costo esperado de las fallas.

En términos matemáticos, esta idea se puede formular de manera aproximada mediante la Fórmula (C.54) para el costo total esperado:

$$E(C_T) = \frac{1}{2} \lambda_{fto} \cdot \tau \cdot f \cdot \frac{C_m}{\tau} \quad (C.54)$$

donde

$E(C_T)$ es el costo total esperado;

λ_{fto} es la tasa de falla promedia para el modo de falla “falla de operación”;

f es la frecuencia de los eventos en los que el sistema de seguridad debe activarse;

C_m es el costo de cada actividad de mantenimiento preventivo o prueba;

τ es el intervalo de pruebas;

EJEMPLO Para una alarma de incendio, f es la frecuencia de los incendios.

C_f es la diferencia entre el costo de las consecuencias de la situación peligrosa cuando el sistema de seguridad funciona y cuando no funciona;

EJEMPLO Para un sistema automático de extinción de incendios, C_f es la diferencia en los daños en caso de un incendio si el sistema de extinción se activa automáticamente o si no se activa. En muchos casos, será necesario realizar un análisis de riesgo a nivel grueso para estimar el valor C_f . En el caso de un incendio, por ejemplo, un aspecto importante que se debe evaluar es la probabilidad de que haya alguna persona presente en el lugar para descubrir el incendio y activar manualmente los equipos de extinción de incendios).

Se puede identificar el intervalo de pruebas óptimo en términos económicos al encontrar el derivado del costo total esperado y establecer un valor igual a cero, según lo expresado en la Fórmula (C.55):

$$\tau = \sqrt{2C_m / (\lambda_{fto} \cdot f \cdot C_f)} \quad (C.55)$$

donde los parámetros son iguales a los de la Fórmula (C.54).

Se debe considerar además el costo de la parada de la instalación que se produce cuando se detecta una falla a través de las pruebas. También se puede tener en consideración el costo de las paradas debidas a fallas espurias.

C.6.4 Manejo de la incertidumbre

La incertidumbre en relación a los valores proyectados de confiabilidad y disponibilidad debe ser discutida, y si es posible, cuantificada. La cuantificación puede tener la forma de una distribución de incertidumbre para el valor esperado del rendimiento, o bien una medición del alcance de esta distribución (ej. desviación estándar, intervalo de predicción).

Se debe identificar y discutir los factores principales que producen la variabilidad (y por lo tanto la incertidumbre estocástica de las predicciones), además de los factores que contribuyen a la incertidumbre como resultado de la forma de modelar el rendimiento de confiabilidad, incluyendo los supuestos relevantes (cf. p.ej. Selvik and Aven, 2011).

Se puede realizar análisis de importancia y sensibilidad para describir la sensibilidad de los datos de entrada utilizados y los supuestos realizados.

Para mayor información acerca del manejo de las incertidumbres numéricas, véase ISO/TR 12489:2013, Anexo O.

C.6.5 Pruebas durante la fabricación o pruebas de calificación

Para las pruebas durante la fabricación o pruebas de calificación (pruebas de confiabilidad o pruebas aceleradas) se requiere realizar diferentes análisis estadísticos, por ejemplo, para estimar las tasas de falla (o frecuencias de falla). ISO 20815:2008, Anexo I.9 e IEC 61164:2004 proporcionan mayor información.

C.7 Error humano como factor contribuyente subyacente en el rendimiento de los equipos

El comportamiento humano posee tanto efectos positivos como negativos en el rendimiento de los equipos. Existe una tendencia de enfocarse en los efectos negativos, denominados error humano. Los Términos y definiciones en la Cláusula 3 definen tanto el error como el error humano (cf. p.ej. Kirwan, 1994) como discrepancias, en el primer caso entre la condición verdadera de un objeto y la condición medida, y en el segundo caso en relación al comportamiento intencionado de una persona (y el resultado esperado) y su comportamiento real (y el resultado real). Sin embargo, en este documento el término “error” siempre aparece en conjunto con un número de palabras que le otorgan un significado más específico. Estas combinaciones incluyen:

- error humano (3.22, 3.36, Tabla B.3, C.1.10, C.6);
- error computacional (3.22);
- — error de software (3.22, 3.87, Tabla B.2);
- error de operación (3.37, Tabla B.1);
- error de calibración (Tabla B.2);
- error de fabricación (Tabla B.3);
- error de instalación (Tabla B.3, C.1.6);
- error de mantenimiento (Tabla B.3);
- error de documentación (Tabla B.3);
- error de gestión (Tabla B.3);
- — error de diseño (B.2.3.2, C.1.6);
- error de control and monitoreo (C.1.8);
- error de computación (C.1.11).

En todos los casos anteriores el error puede ser un error humano (ej. error de gestión, error de operación, error de mantenimiento) según la Tabla B.3, o puede tener un error humano como causa subyacente cuando el error es el mecanismo de falla del equipo (ej. error de calibración en la Tabla B.2). El error humano como causa subyacente de una falla de equipos siempre se puede considerar como posibilidad.

Las causas del error humano pueden ser múltiples. Véase ISO/TR 12489:2013 para un análisis de los factores humanos en relación a las funciones humanas, tareas, desempeño, tipos de errores, modelamiento y cuantificación de errores (Sección 5.5 y Anexo H). ISO/TR 12489:2013 tiene relación principalmente con los errores humanos aleatorios (véase la clasificación de fallas en la Figura B.5).

Anexo D (informativo)

Requisitos de datos típicos

D.1 General

Existen diferentes áreas de aplicación para los datos de confiabilidad y mantenimiento, por lo que es necesario considerar de manera cuidadosa la recolección de datos (véase Cláusula 7) para asegurar que los tipos de datos recolectados cumplan el propósito previsto. Los tipos de análisis considerados se enumeran en la Tabla D.1, la cual también hace referencia a otros estándares internacionales y de la industria que son relevantes.

Tabla D.1 — Áreas de aplicación y tipos de análisis

Áreas de aplicación	Tipo de análisis a aplicar	Abreviación	Soporte de ISO 14224	Referencia
Seguridad	A1 — Análisis de riesgo cuantitativo	QRA	Sí	NORSOK Z-013 ISO 17776 IEC 31010
	A2 — Inspección basada en riesgos	RBI	Sí	API RP 580
	A3 — Nivel de integridad de seguridad	SIL	Sí	IEC 61508 (todas las partes) IEC 61511 (todas las partes) ISO/TR 12489
	A4 — Evaluación de impacto ambiental y social	ESIA	Sí	ISO 14001
Costo de ciclo de vida/ Optimización/ Mantenimiento	B1 — Costo de ciclo de vida	LCC	Sí	IEC 60300-3-3 ISO 15663 (todas las partes)
	B2 — Disponibilidad de producción	PA	Sí	ISO 20815
	B3 — Análisis de disponibilidad	AA	Sí	ISO 20815
	B4 — Mantenimiento centrado en la confianza	RCM	Sí	IEC 60300-3-11 NORSOK Z-008 SAE JA1011 SAE JA1012
	B5 — Análisis de repuestos	SPA	Sí	IEC 60300-3-12 IEC 60300-3-14
	B6 — Análisis de modos de falla, efecto y criticidad	FMECA	Sí	IEC 60812
	B7 — Análisis de datos estadístico de confiabilidad	SDA	Sí	IEC 60300-3-1 IEC 60706-3
	B8 — Confiabilidad estructural	STR	Sí	ISO 19900 NORSOK N-001
	B9 — Análisis de causa raíz	RCA	Sí	IEC 62740

Tabla D.1 (continua)

Áreas de aplicación	Tipo de análisis a aplicar	Abreviación	Soporte de ISO 14224	Referencia
General	C1 — Planificación de recursos y plantilla	MRP	Sí	NORSOK Z-008
	C2 — Six sigma	6 Σ	Parcial	ISO 13053
	C3 — Análisis de árbol de fallas	FTA	Sí	IEC 61025
	C4 — Análisis de proceso Markov	MPA	Sí	IEC 61165
	C5 — PetriNet para análisis Montecarlo	PNA	Sí	IEC 62551

D.2 Valor económico de la recolección de datos

Durante las diferentes fases de un proyecto de desarrollo, desde la selección del concepto hasta la fase operacional, es necesario tomar gran cantidad de decisiones. Muchas de estas decisiones se basan en los tipos de análisis nombrados en la Tabla D.1. Estas decisiones normalmente tienen un gran impacto en los factores económicos y de seguridad del proyecto, y deben basarse en buenos modelos y datos de alta calidad para lograr las “mejores” decisiones. Ejemplos de áreas en donde se toman estos tipos de decisiones se muestran en la Cláusula 6.

D.3 Requisitos de datos

Durante el desarrollo de la segunda edición de este Estándar Internacional, se realizó un análisis GAP para revelar los datos requeridos en diferentes tipos de análisis RAMS. Las tablas a continuación muestran un resumen de los análisis GAP, los cuales identificaron los datos requeridos que deben ser registrados para cada tipo de análisis. Los requisitos de datos se han priorizado para cada análisis utilizando el siguiente sistema de puntuación:

- a) normalmente necesario; calificado con 1 en las Tablas D.2 a D.4;
- b) opcional; calificado con 2 en las Tablas D.2 a D.4.

Las filas en color gris indican los parámetros para los cuales los datos ya están cubiertos en este Estándar Internacional. Las filas sin color indican los parámetros identificados por el análisis GAP como posibles parámetros nuevos para inclusión en versiones futuras de este Estándar Internacional.

Algunos parámetros recomendados (ej. frecuencia promedio de falla o tasa de falla) no pueden registrarse directamente, sino que deben calcularse en base a otros datos. Este tipo de parámetro se denomina “parámetro de confiabilidad derivado” (véase Anexo C).

Los elementos de datos en las Tablas D.2 y D.4 deben ser considerados en conjunto con los elementos de datos mostrados en las Tablas 5, 6 y 8.

D.4 Descripción de los análisis

Una descripción de los análisis y estándares relevantes se puede encontrar en el documento ISO 20815:2008.

Tabla D.2 — Datos de equipos a registrar

Datos a registrar ^a	Tipo de análisis a aplicar a los datos registrados																		Comentarios
	A1	A2	A3	A4	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	C1	C2	C3	C4	C5	
	QRA	RBI	SIL	ESIA	LCC	PA	AA	RCM	SPA	FME	SDA	STR	RCA	MRP	6Σ	FTA	MPA	PNA	
Ubicación del equipo	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	2	2	2	Corresponde a los atributos del equipo (número de etiqueta de equipo) en la Tabla 5
Clasificación	1	1	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	Corresponde a la clasificación (clase de equipo, tipo de equipo y sistema) en la Tabla 5
Datos de instalación	1	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	2	2	2	Corresponde a diferentes elementos de datos de clasificación en la Tabla 5
Datos del fabricante	1	2	1	2	2	1	2	1	1	2	1	1	1	2	1	2	2	2	Corresponde a los atributos del equipo (nombre y designación de modelo del fabricante) en la Tabla 5
Características de diseño	1	2	2	2	2	1	2	1	1	2	1	1	1	2	1	2	2	2	—
Periodo de vigilancia	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	1	1	2	2	—
Periodo de operación acumulado	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	1	1	2	2	—
Número de demandas	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	2	2	—
Modo de operación	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	1	1	2	2	—
Tasa (frecuencia) de fallas de causa común	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	Parámetro derivado; puede estimarse al extraer los datos con la causa de falla “Causa común”, véase Tabla B.3
Intervalos de confianza	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Parámetros derivados; véase Anexo C
Repuestos	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	

^a Para la definición de los códigos/abreviaciones A1, QRA, etc., véase Tabla D.1.

Tabla D.3 — Datos de fallas a registrar

Datos a registrar ^a	Tipo de análisis a aplicar a los datos registrados																		Comentarios
	A1	A2	A3	A4	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	C1	C2	C3	C4	C5	
	QRA	RBI	SIL	ESIA	LCC	PA	AA	RCM	SPA	FME	SDA	STR	RCA	MRP	6Σ	FTA	MPA	PNA	
Equipo	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	El equipo, sub-unidad e ítem mantenible/componente reflejan el equipo que ha fallado en el nivel respectivo
Sub-unidad	2	2	2	2	1	2	1	1	1	1	1	2	1	1	2	2	2	2	—
Ítem mantenible	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	1	1	2	2	2	2	—
Modo de falla	1	2	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	—
Impacto de falla en funcionamiento de equipo	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	1	1	1	2	2	2	2	
Mecanismo de falla	2	2	2	2	2	1	2	1	1	1	2	2	1	1	1	2	2	2	—
Causa de falla	2	2	1	2	2	1	2	1	1	1	2	1	1	2	2	2	2	2	—
Método de detección	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	1	2	2	2	2	2	—
Impacto de falla en operación de planta	2	2	2	1	1	1	1	1	2	1	2	1	1	1	1	2	2	2	"
Fecha de falla	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	Parámetro esencial para todos los análisis de ciclo de vida, por ejemplo TTT, Weibull, etc. No se recomienda descartar.
Tasa de fugas externas	1	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Los tamaños de abertura y volúmenes liberados pueden ser requisitos de datos adicionales en los QRA, y la existencia de interfaces/ trazabilidad entre las bases de datos de eventos accidentales y bases de datos RM puede ser beneficiosa en algunos casos.
Tasa de falla (frecuencia)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	Valor derivado; véase Anexo C
Tasa de falla de causa común (frecuencia)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	1	2	2	1	1	2	Se puede identificar como una causa de falla específica (véase C.1.6)
Intervalo de confianza	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Valor derivado; véase Anexo C

^a Para la definición de los códigos/abreviaciones A1, QRA, etc., véase Tabla D.1.

Tabla D.3 (continua)

Datos a registrar ^a	Tipo de análisis a aplicar a los datos registrados																		Comentarios
	A1	A2	A3	A4	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	C1	C2	C3	C4	C5	
	QRA	RBI	SIL	ESIA	LCC	PA	AA	RCM	SPA	FME	SDA	STR	RCA	MRP	6Σ	FTA	MPA	PNA	
Mecanismo de daño	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	Parcialmente cubierto en mecanismo de falla y causa de falla
Acción recomendada para eliminar causa de falla	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	—
Repuesto	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	—
Probabilidad de falla bajo demanda	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	Valor derivado utilizando un conjunto seleccionado de los modos de falla cubiertos en este Estándar Internacional; véase también Tabla B.15 y Anexo F
^a Para la definición de los códigos/abreviaciones A1, QRA, etc., véase Tabla D.1.																			

Tabla D.4 — Datos de mantenimiento a registrar

Datos a registrar ^a	Tipo de análisis a aplicar a los datos registrados																		Comentarios
	A1	A2	A3	A4	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	C1	C2	C3	C4	C5	
	QRA	RBI	SIL	ESIA	LCC	PA	AA	RCM	SPA	FME	SDA	STR	RCA	MRP	6Σ	FTA	MPA	PNA	
Categoría de mantenimiento	2	2	2	2	1	2	2	1	1	1	1	2	2	1	2	2	2	2	—
Actividad de mantenimiento	2	2	1	2	1	2	2	1	1	1	1	1	2	1	2	2	2	2	—
Tiempo de parada	2	2	1	1	1	1	1	1	1	2	1	2	2	1	1	1	1	1	—
Tiempo de mantenimiento activo	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	1	2	2	1	2	1	1	1	—
Horas Hombre de mantenimiento, por disciplina	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1	2	2	2	2	—
Horas hombre de mantenimiento, total	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1	2	2	2	2	—
Fecha de acción de mantenimiento	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	—
Impacto de mantenimiento en la operación de la planta	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	—
Plazo	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	—
Repuesto	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	1	2	2	2	2	2	2	1	—
Tiempo de ciclo de taller de reparación	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Véase Anexo E, Tabla E.3, KPI no. 27
Herramientas de mantenimiento	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	1	—
Tasa de reparación	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	Valor derivado; véase Anexo C
Eficiencia de prueba	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	Valor derivado definido como la fracción de fallas descubierta por la prueba
Intervalo de confianza	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Valor derivado; véase Anexo C
Prioridad de reparación	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	—
Intervalo de prueba	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	—

^a Para la definición de los códigos/abreviaciones A1, QRA, etc., véase Tabla D.1.

D.5 Fuentes de datos de confiabilidad

Existen varios tipos de fuentes de datos de confiabilidad, según la clasificación de la Tabla D.5.

Tabla D.5 — Clasificación de fuentes de datos de confiabilidad

Fuente de datos	Descripción
1. Datos genéricos	<p>Datos de confiabilidad que cubren familias de equipos similares.</p> <p>Estos datos genéricos pueden ser:</p> <p>Bases de datos computarizados, típicamente categorizados en tablas de datos con diferentes atributos del equipo. Se puede realizar la recolección de datos históricos de acuerdo a los estándares publicados.</p> <p>Manuales de datos publicados (ej. por ejemplo el manual OREDA), a veces son versiones simplificadas de las bases de datos computarizados. Los formatos pueden depender del organismo que lo publica. Tales manuales de datos normalmente son datos históricos, es decir, experiencia de operación en terreno.</p> <p>Manuales de datos publicados que se basan en juicios de expertos, pero sin datos de operación históricas o bases de datos subyacentes.</p> <p>Los datos pueden aplicarse a una industria específica, o pueden ser recolectados desde diferentes industrias.</p>
2. Datos específicos a la empresa operadora	<p>Datos de confiabilidad o indicadores de confiabilidad basados en la experiencia de operación en terreno de una sola empresa. Tales datos pueden establecerse a nivel de una empresa operadora/petrolífera desde:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Una o varias de sus instalaciones, • Su propia interpretación de diferentes fuentes de datos, • Indicadores de Rendimiento Clave (KPI) <p>NOTE 1 Estos datos específicos a la empresa operadora pueden formar parte de una base de datos cooperativo al nivel de la industria, o pueden ser datos solamente de la empresa respectiva.</p> <p>NOTE 2 Los datos también pueden formar parte de una base de datos de la empresa que da cumplimiento a este Estándar Internacional.</p> <p>NOTE 3 El Anexo E contiene ejemplos de KPIs.</p>
3. Datos específicos al fabricante	<p>Datos de confiabilidad recolectados por un fabricante determinado en relación a un producto específico.</p> <p>Tales datos pueden basarse en:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Experiencia de operación en terreno de: <ul style="list-style-type: none"> o El fabricante si mismo. Estos datos pueden o no dar cumplimiento a un estándar internacional. o Los usuarios (ej. datos específicos o genéricos mencionados anteriormente) • FMECA/ estudios de componentes • Pruebas de laboratorio, p.ej. pruebas de ciclo de vida acelerado y pruebas de confiabilidad. Esto puede ser aplicable en el caso de los equipos basados en tecnología nueva, para los cuales es posible que todavía no existen datos desde la experiencia. Este tipo de datos pre-operacionales normalmente se denomina 'datos de confiabilidad pre-operacionales/de pruebas', diferenciándose así de la experiencia real de operación en terreno. Véase también IEC 61164:2004 para pruebas estadísticas y métodos de estimación de crecimiento de confiabilidad.
4. Juicio de expertos	<p>El juicio de expertos involucraría:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Consejos generales desde un experto en equipos de sistemas de seguridad • Uso de métodos de análisis estadístico de expertos (ej., Delphi, etc.) para utilizar una variedad de fuentes calificadas para el análisis de confiabilidad <p>(vea referencias: van Noortwijk et al., 1992 y Cooke, 1992)</p>
5. Datos sobre el error humano	<p>Existen varias fuentes de datos acerca del error humano. ISO/TR 12489:2013, Anexo H.2, proporciona ciertos consejos acerca de las probabilidades de error humano.</p>

Es una debilidad de la industria que se le da atención insuficiente a la calidad de los datos introducidos. Por lo tanto, es de importancia vital para la credibilidad de los resultados para la toma de decisiones de riesgo el hecho de realizar el proceso de calificación de datos de confiabilidad encontrados en diferentes fuentes de datos. ISO 20815:2008, Anexo E, proporciona más consejos acerca del tema de la calificación de datos.

1. Datos genéricos:

Los datos genéricos muchas veces (pero no necesariamente; véase Tabla D.5) se basan en la experiencia de operación desde un número de instalaciones y una gran cantidad de tipos de equipos comparables, como por ejemplo detectores de llamas de diferentes vendedores. En este caso, los datos genéricos reflejan una especie de promedio de rendimiento esperado en terreno para el tipo de equipo bajo consideración.

En las etapas tempranas de un proyecto, los datos genéricos se seleccionan a menudo debido a la falta de información detallada, puesto que todavía no se han tomado todas las decisiones acerca de las características de los equipos. Sin embargo, en las etapas posteriores del proyecto, se debe aplicar de manera preferente los datos específicos a la aplicación o el equipo, siempre que se encuentren bien documentados y se consideran como relevantes.

2. Datos específicos a la empresa operadora

Las autoridades requieren que las empresas mantengan el control de sus barreras de seguridad a lo largo del ciclo de vida entero de una instalación. Por lo tanto, el operador muchas veces debe recolectar datos de falla específicos a la instalación respectiva durante el mantenimiento y la operación. Estos datos son de relevancia especial durante los análisis de modificaciones, ya que tienen el propósito de documentar el rendimiento histórico de un equipo determinado. Sin embargo, dado que el nivel de confianza estadístico de los datos desde una sola instalación suele ser bajo (o bien es posible que no todos los eventos de falla potenciales se han producido hasta el momento en la instalación), los análisis de confiabilidad raras veces se basan solamente en este tipo de datos. No obstante, para algunos equipos, si el número de unidades instaladas es alto, p.ej. detectores de incendio y gas, puede ser relevante aplicar sólo los datos específicos a la instalación.

3. Datos del fabricante

Los analistas suelen plantear que los datos proporcionados por el fabricante son bastante “más positivos” que los datos genéricos comparables (por ejemplo, tasas de falla menores). Pueden existir diferentes razones, tales como la variabilidad de la calidad de los equipos, los modos de falla incluidos y la definición de los límites del equipo. Otro aspecto importante es que las fallas por factores ambientales, debido a mala operación, defectos de instalación, errores de mantenimiento etc. suelen excluirse de los datos de los fabricantes. Esto es entendible, ya que los fabricantes buscan vender y no quieren incluir aquellas fallas que pueden atribuirse a factores externos al equipo en sí. Además, si el vendedor cobra por el análisis de falla, es un desincentivo de devolver los componentes que han fallado. Otro aspecto es el hecho de que la retroalimentación desde los operadores que utilizan los equipos puede ser de mala calidad (sobre todo fuera del periodo de garantía) y en estos casos es difícil para el fabricante establecer una buena estimación de la tasa de falla. Por lo tanto, el uso de los datos provenientes de los fabricantes de equipos puede implicar tasas de falla demasiado bajas, por lo que se debe considerar de manera cuidadosa. Es aconsejable aplicar los principios de este Estándar Internacional para reforzar la calidad de los datos y fortalecer la comunicación en torno a estas materias.

Al momento de utilizar los datos del fabricante, el ingeniero de confiabilidad debe estar seguro de añadir las fallas debido a bloqueos de conexión, las cuales muchas veces están presentes en los datos provenientes de la experiencia en terreno, pero están excluidas de los datos del fabricante.

4. Datos de juicio de expertos

Para hacer uso del juicio de expertos para estimar los datos de confiabilidad, se requiere de expertos en el equipo que entiendan los métodos que se están aplicando en la estimación de los datos de confiabilidad. Este Estándar Internacional proporciona un buen nivel de orientación acerca de estos temas, si bien no todos los tipos de equipos están cubiertos. Si se utilizan expertos, también sería beneficioso realizar revisiones independientes y estar consciente de la manera de comunicar los datos de confiabilidad, por ejemplo, sería más práctico identificar el número de eventos observables por una flota de equipos determinada en una instalación durante un cierto periodo de tiempo que estimar la tasa de falla de 10^{-6} por hora. Existen métodos separados por el análisis de datos de expertos.

5. Datos de error humano

Las observaciones u otra información se pueden utilizar para cuantificar rápidamente las interacciones humanas fallidos:

- datos genéricos (tablas de consulta);
- datos recolectados (cálculos de probabilidad de error humano) específicos a la tarea;
- métodos de estimación (juicio de expertos);
- una combinación de los anteriores.

Anexo E (informativo)

Indicadores de Rendimiento Claves (KPIs) y benchmarking

E1 General

Los datos de confiabilidad y mantenimiento (RM) se pueden utilizar para el desarrollo y la gestión de los indicadores claves de rendimiento (KPIs) y para la recopilación de información de Benchmarking. El objetivo tanto del Benchmarking como de los KPIs consiste en dar soporte a la gestión del mejoramiento del negocio. Este Anexo proporciona algunos ejemplos de KPIs, los cuales pueden ser extendidos, según lo que se considera necesario, utilizando la clasificación taxonómica en la Figura 3. (Algunos de los principios descritos a continuación se basan en NPRA, 2002 y Hernu, 2000).

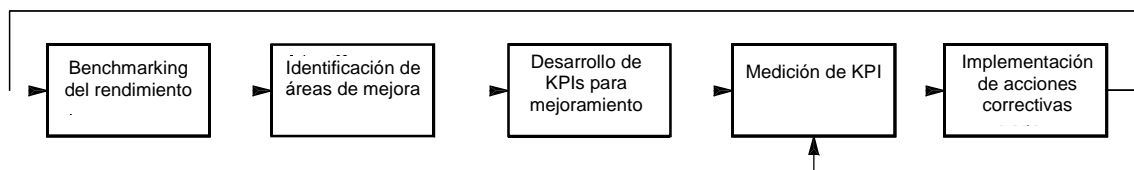


Figura E.1 — Proceso de uso de KPIs y benchmarking para mejorar el rendimiento empresarial

El proceso ilustrado en la Figura E.1 es una versión simplificada de la forma de desarrollar los KPIs.

Los KPI deben estar alineados a los objetivos de la organización que los utiliza, y, por lo tanto, la organización tiene la libertad de definir los KPI de la forma que mejor contribuya al rendimiento mejorado de la organización.

El mejoramiento es un ingrediente esencial de las empresas exitosas. Los indicadores de rendimiento y el benchmarking pueden ser altamente efectivos al momento de identificar y mejorar las áreas de oportunidad más importantes.

La siguiente lista de ítems a) a e) contiene una breve descripción de cada una de las actividades en el proceso representado en la Figura E.1.

a) Benchmarking del rendimiento:

Se hace uso de datos de benchmarking para determinar el rendimiento de la organización en áreas claves. Estos benchmark se pueden utilizar posteriormente para realizar una comparación, normalmente externa, contra otras organizaciones en la misma industria o industrias similares, u organizaciones de diferentes industrias que cuentan con procesos de negocios similares.

Sin embargo, la medición de las brechas en el rendimiento con respecto a las organizaciones con el mayor rendimiento entre un grupo de pares es sólo una parte del valor del benchmarking. Los análisis que se pueden hacer de las diferencias en el perfil, las prácticas y la organización de la planta (los factores causales) para explicar estas brechas en el rendimiento también son conocimientos extremadamente valiosos para los participantes del estudio de benchmarking.

b) Identificación de áreas de mejora:

A partir de los benchmarks externos y los objetivos de la organización, se pueden identificar áreas de mejora. Las áreas de mejora no necesariamente serán las áreas donde el rendimiento es más débil en relación a los otros benchmarks, ya que las áreas de bajo rendimiento no necesariamente corresponden a áreas que son críticas para los objetivos del negocio.

Por otro lado, el benchmarking es una herramienta que sirve para comprobar la justificación económica del compromiso y la inversión de recursos necesarios de parte de la gerencia para la implementación exitosa de un proyecto de mejoramiento de rendimiento. El benchmarking se puede realizar dentro de la empresa, a

nivel de la industria o a través de diferentes industrias (siempre que existan procesos de negocios similares).

En el caso anterior, un proceso de networking de “los mejores de los mejores” es efectivo para las mejoras de rendimiento. El uso del benchmarking dentro de una industria permite que las empresas calibren sus objetivos de rendimiento y reexaminen la justificación de las políticas y prácticas históricas en virtud de aquellas de los organizadores con el mejor rendimiento al nivel de la industria.

c) Desarrollo de KPIs para el mejoramiento

En las áreas en donde se desea mejorar el rendimiento, se deben desarrollar KPIs. Cada KPI debe contar con un nivel de rendimiento objetivo. Siempre que sea posible, el KPI y el objetivo deben ser específicos, medibles, alcanzables (pero desafiantes), realistas y basados en el tiempo (es decir, se puede medir la mejora en el rendimiento a lo largo del tiempo). La frecuencia de medición del KPI se determina en base a la expectativa realista del tiempo requerido para que las acciones correctivas tengan un impacto al nivel del rendimiento. De esta manera, no se busca medir y analizar los parámetros si no existirá ningún cambio entre una medición y la siguiente, pero es necesario mantener el equilibrio; si existe una muy baja frecuencia de medición, podría generar una situación en donde los parámetros están fuera de control durante periodos extendidos. Adicionalmente, es necesario considerar el tiempo, el costo y los recursos necesarios para desarrollar, mantener y gestionar los KPIs, ya que estos factores también determinan cuántos KPIs robustos pueden implementarse.

d) Medición de KPI

Los KPI deben medirse y difundirse, donde sea posible, dentro de los sistemas existentes. Además de medir los KPIs, es necesario comparar el resultado contra el objetivo para identificar la causa de cualquier desviación que puede existir.

e) Implementación de acciones correctivas

Las causas de las desviaciones deben remediarse y se deben implementar acciones correctivas, repitiendo este proceso múltiples veces.

Este Anexo se enfoca en el uso de los KPIs y el Benchmarking por parte de las organizaciones que operan las instalaciones, pero el mismo proceso podría adoptarse (y se fomenta su adopción) al nivel de la cadena de suministro más amplio. Por ejemplo, los Fabricantes de Equipos podrían adoptar medidas similares para reportar el rendimiento de diseño y real de sus productos, mejorar la selección de los equipos y ayudar a mantener la disponibilidad sostenida de la producción (o el sistema), además de un mejor rendimiento de las instalaciones de producción en temas de Salud, Seguridad y Medioambiente. Es esencial contar con definiciones coherentes, límites bien definidos y datos de alta calidad, según lo definido en el presente estándar, para mejorar la recolección de datos en esta área.

E2 Alineamiento con los objetivos de negocios

E.2.1 General

Los KPIs se alinean con los objetivos de la organización para las instalaciones (u operaciones), identificando e implementando mejoras con el fin de alcanzar los objetivos planeados de la organización. El alineamiento de los KPI con los objetivos de negocios se puede representar según lo ilustrado en la Figura E.2.

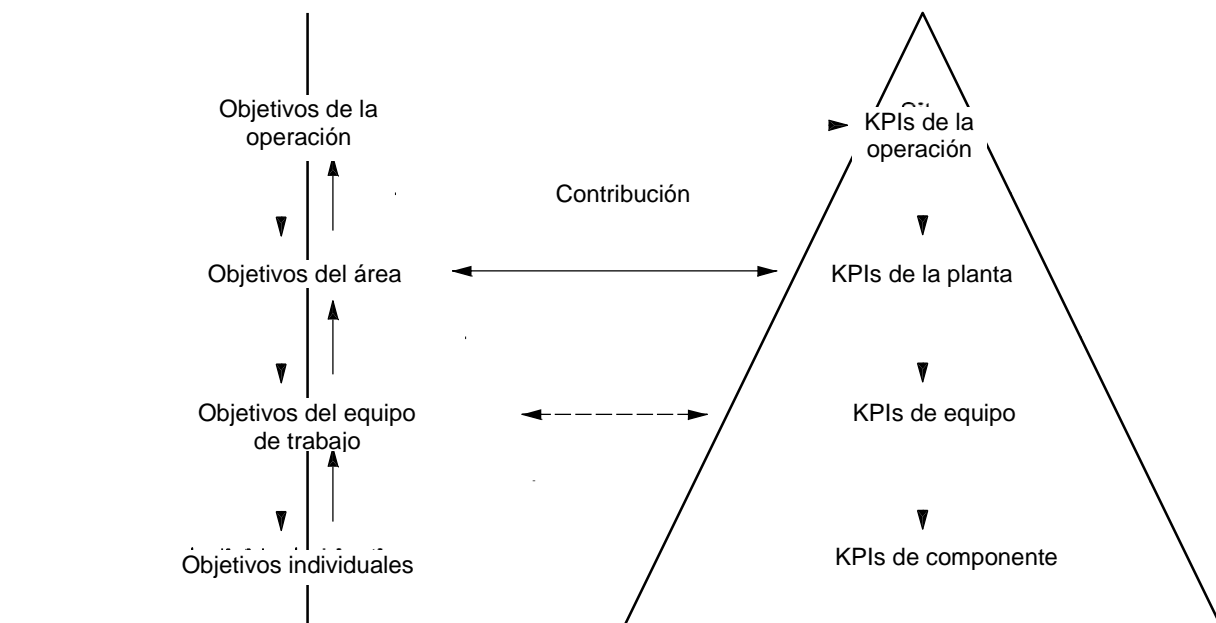


Figura E.2 — Alineamiento de los KPIs con los objetivos del negocio

E.2.2 Diferencias entre Benchmarks y KPIs

Las diferencias entre los benchmarks y los KPIs son bastante sutiles. La mayor diferencia entre un KPI y un benchmark está relacionado al uso de los mismos. Un KPI se utiliza para gestionar la mejora de manera permanente y para determinar el grado de avance hacia una meta predeterminada. Un benchmark se utiliza como evento puntual o de baja frecuencia para determinar los niveles actuales de rendimiento a través de las organizaciones involucradas en el mismo proceso.

La table a continuación proporciona un resumen de las principales diferencias.

Tabla E.1 — KPIs versus benchmarking

Característica	KPIs	Benchmarking
Propósito	Medir el avance y la efectividad de la gestión	Identificar brechas en los niveles actuales de rendimiento
Frecuencia	Según expectativa razonable de cambio	Puntual/baja frecuencia
Fuente de datos	Sistemas internos	Fuentes externas
Nivel de control	Inmediatos o de corto plazo	Largo plazo
Número de parámetros influyentes	Uno o pocos	Muchos
Exactitud	Interesado en tendencia	Interesado en valor absoluto
Metas	Establecidas en base a objetivos	No existen metas

E3 Uso de benchmarking

E.3.1 Principios de benchmarking

El benchmarking ayuda a determinar los puntos de referencia y el estándar con respecto al cual se puede medir el rendimiento de clase mundial. El proceso de benchmarking se puede dividir en tres pasos.

- Evaluar y medir su propia operación o proceso específico para identificar las fortalezas y debilidades, utilizando los datos recolectados según las Cláusulas 7, 8, y 9. Seleccionar un conjunto de KPIs (véase Tabla E.3).

Alinear estos KPIs con los objetivos de la organización para las instalaciones (o la operación), identificar áreas de mejora, recolectar y analizar datos e implementar mejoras para alcanzar los objetivos planeados de la organización.

- b) Iniciar un estudio de benchmarking, documentando los procesos y en relación a entidades en el grupo de pares (véase E.3.7) que son más productivos o eficientes.
- c) Identificar las buenas prácticas e implementarlas.

E.3.2 General

El benchmarking es más útil cuando existe una población de muestra que sea estadísticamente significativa. Es necesario que todos los individuos involucrados en el intercambio de información entiendan las limitaciones inherentes de los datos que recolectan y de la base de datos donde se almacenan tales datos. Por ejemplo, dependiendo del tipo, carga, velocidad, método de montaje, formulaciones de lubricante, niveles de contaminación, etc., un rodamiento determinado puede durar entre 18 meses y 40 años; por lo tanto, el hecho de saber el MTTF promedio de todos los rodamientos en una planta determinada sería de utilidad limitada para el ingeniero de confiabilidad. Para que la empresa A, que opera con un MTTF de 18 años, se acerque al nivel de confiabilidad de la empresa B, que opera con un MTTF de 40 años, es necesario que exista información de todas las diferencias en el diseño y las condiciones de operación. El desarrollo de buenas prácticas no puede tener lugar cuando no existe desde antes una base conocimiento sólida de los principios de la ingeniería.

Un mal uso bastante corriente del término benchmarking consiste en considerarlo sólo como sistema de puntuación, es decir, mirando hacia atrás para medir los éxitos o fracasos del pasado, y no como mapa o guía para el progreso hacia las metas y el mejoramiento continuo en el futuro.

E.3.3 Nivel de taxonomía

El benchmarking puede ocurrir a nivel de la planta, unidad de proceso, clase de equipo, sub-unidad o ítem mantenible. Los indicadores de rendimiento claves para cada nivel jerárquico (véase Figura 3) entregan información diferente. Si un KPI establecido en un nivel taxonómico identifica una debilidad, entonces se debe definir y aclarar las causas de la debilidad en el siguiente nivel taxonómico hacia abajo. Las iniciativas de benchmarking que clasifican el rendimiento a nivel de la planta o la unidad de proceso muchas veces consideran los niveles relativos de confiabilidad, dotación de personal, utilización y costo de operación. Los KPIs para los niveles jerárquicos de la clase de equipo hacia abajo incluyen parámetros que se enfocan principalmente en las fallas y reparaciones. Una “buena práctica” para el mejoramiento continuo a nivel de una unidad de proceso podría involucrar, por ejemplo, la implementación de prácticas de mantenimiento centrado en la confiabilidad, las buenas prácticas para los niveles jerárquicos menores pueden consistir de la implementación de especificaciones de diseño más rigurosas, diferentes requisitos de balanceo o de sellado de las juntas, etc.

E.3.4 Selección de benchmarks

Los KPIs que, en conjunto, son capaces de medir la confiabilidad y efectividad global del mantenimiento bajo este Estándar Internacional:

- a) tiempo medio transcurrido hasta la falla (MTTF, véase definición in Cláusula 3) para la clase de equipo, sub-unidad e ítem mantenible;
- b) disponibilidad (véase definición en Cláusula 3);
- c) costo de pérdidas de producción producidas por la baja confiabilidad y por las actividades de mantenimiento;
- d) costos directos (mano de obra, contratos y materiales) del trabajo de mantenimiento;
- e) costos del personal de soporte de mantenimiento y de los insumos de mantenimiento;
- f) asegurar que las actividades de mantenimiento se lleven a cabo según lo planeado.

E.3.5 Alineación de benchmarks y KPIs a través de grupos de pares

Es importante que todos los contribuyentes del ejercicio de benchmarking proporcionen un conjunto completo de indicadores claves de rendimiento (KPIs) vinculados al mismo marco de referencia. Para lograr esto, las iniciativas de benchmarking más efectivas realizan lo siguiente:

- Identificar aquellos elementos que tienen el mayor efecto en el éxito comercial del negocio.
- Emplear términos genéricos para cada elemento: las descripciones de límites y la recolección de datos deben seleccionarse según este Estándar Internacional.
- Proporcionar definiciones con el nivel de detalle suficiente para promover y permitir una respuesta coherente de parte de cada participante y asegurar que todos los datos de rendimiento se apliquen al mismo plazo de tiempo.

E.3.6 Beneficios del benchmarking

El benchmarking se puede emplear para asegurar un mejoramiento continuo en elementos claves del proceso de trabajo de mantenimiento confiabilidad de la planta, incluyendo:

- a) estrategia/liderazgo,
- b) gestión del trabajo de mantenimiento,
- c) mantenimiento predictivo y preventivo,
- d) sistemas computarizados de información gestión de mantenimiento (CMMIS),
- e) entrenamiento,
- f) gestión de materiales,
- g) gestión de contratistas,
- h) mejoramiento en temas de confiabilidad,
- i) tecnología competitiva/benchmarking.

El benchmarking confidencial a nivel de la industria en relación a las funciones de confiabilidad y mantenimiento se ha convertido en una herramienta esencial para los programas de mejoramiento de rendimiento. Tiene el objetivo principal de entregarle a las empresas datos comparativos utilizables, los cuales, con un nivel de detalle accionable, les ayudan a enfocarse en metas que son oportunidades creíbles de mejorar su rendimiento.

Para que obtengan credibilidad y aceptación, es necesario que estas metas se perciban como realistas, es decir, que sean entendidos por y creíbles para las personas responsables de implementarlas.

Se les advierte a los usuarios de este Estándar Internacional que no deben enfocarse en sólo uno o dos de los KPI, dejando de lado los otros.

E.3.7 Selección de grupos de pares

E.3.7.1 General

La selección del grupo de pares contra el cual la planta participante compara sus datos de rendimiento es un aspecto importante. Si la selección del grupo de pares se realiza de manera apropiada, el personal de la planta tendrá confianza en que existan oportunidades de rendimiento similares a las plantas del grupo que tienen el mejor rendimiento.

Es más, el uso de un método apropiado de análisis para el estudio de los factores causales físicos, las características de la planta y las prácticas de mantenimiento dentro del grupo proporciona explicaciones de las variaciones en el rendimiento que tendrán mayor validez.

Cuando el rendimiento de una planta se considera como bajo en comparación con su grupo de pares, la brecha puede deberse tanto a diferencias en las características físicas de la planta (incluso dentro del mismo grupo de pares, como a diferencias en las prácticas y la organización de la operación. Las características de ambas categorías de factores causales deberán incorporarse al estudio de benchmarking, utilizando un método apropiado para juzgar el peso relativo de cada una y establecer metas realistas.

E.3.7.2 Selección de grupos de pares

El factor diferenciador de un grupo de pares es una característica de la planta que afecta uno o varios aspectos de su rendimiento y que es común e intrínseca al grupo de plantas, la cual, además, no puede cambiarse en el corto a mediano plazo.

Los dos factores diferenciadores de grupos de pares que han sido identificados como los más significativos en estudios de confiabilidad y mantenimiento son:

- familia de procesos: por razones de tipos de equipos, grado de severidad del proceso (corrosión, toxicidad, etc.) y complejidad de mantenimiento;
- región geográfica: por razones de los costos generales de mano de obra por hora, prácticas laborales y de contratación, normas de seguridad y protección del medioambiente, clima, cultura gerencial y nivel de industrialización de la región.

E.4 Ejemplos de benchmarks and KPIs utilizando datos de confiabilidad y mantenimiento

Existe una gran variedad de benchmarks y KPIs disponibles. La medición de los costos y tasas de falla entrega indicaciones acerca de tendencias en la efectividad de los programas de mantenimiento y confiabilidad. Los KPIs también pueden ser utilizados para evaluar el grado de adhesión a programas y procedimientos al registrar el cumplimiento de los programas de mantenimiento preventivo o predictivo.

Ningún KPI por si solo proporciona una visión completa, por lo que es necesario definir un número de KPIs, los cuales en su conjunto indican el grado de avance y las tendencias en la operación confiable de la planta y los equipos. Las tendencias pueden mostrarse a lo largo de un periodo de tiempo, y pueden requerir de atención especial para permitir la presentación de informes periódicos además de acumulativos, por ejemplo, “promedio de los últimos dos años” en el caso posterior.

La tabla E.3 entrega ciertos ejemplos de los KPIs que pueden desarrollarse en base a los datos de confiabilidad y mantenimiento, u otros datos relacionados a la confiabilidad. Para mayor información acerca de las fuentes de datos de confiabilidad, véase [D.5](#) y Tabla [D.5](#). Puede ser útil contar con otros KPIs o KPIs adicionales dependiendo de la industria y la aplicación. La Tabla E.3 hace referencia a los niveles taxonómicos de la Tabla 2. Estas son sugerencias, y en algunos casos los KPIs pueden integrarse al Nivel 3.

Tabla E.2 — Nivel taxonómico

Categoría principal	Nivel taxonómico	Jerarquía taxonómica	Uso/ubicación
Uso/ubicación	1	Industria	Tipo de industria principal
	2	Categoría de negocios	Tipo de negocio o línea de procesamiento
	3	Categoría de instalación	Tipo de instalación
	4	Categoría de planta/unidad	Tipo de planta/unidad
	5	Sección/sistema	Sección/sistema principal de la planta
Sub-división de equipos	6	Equipo (clase/unidad)	Clase de equipos similares. Cada clase de equipo contiene equipos similares (ej. compresores).
	7	Sub-unidad	Subsistema necesario para el funcionamiento del equipo
	8	Componente/ítem mantenible	Grupo de piezas del equipo que comúnmente se mantienen (se reparan/se restauran) como un total
	9	Pieza ^a	Un equipo individual
^a Si bien esta etiqueta puede ser útil en algunos casos, se considera como opcional en este Estándar Internacional.			

Tabla E.3 — Ejemplos de KPIs ^a

KPI	Niveles taxonómicos relevantes^b	Unidades	Explicación y cálculo	Propósito y valor	Personal involucrado
1) METBF Tiempo medio transcurrido entre fallas	6 a 8	Tiempo (horas, días, semanas, meses, años) Las tendencias se muestran sobre un periodo de tiempo para diferentes clases o tipos de equipo.	Indica el tiempo promedio entre las fallas para los componentes, equipos o unidades. La definición de las fallas aparece en la Cláusula 3 (general) y el Anexo F (equipos de seguridad). El uso de METBF implica que el tiempo inactivo/de reparación está incluido. Los lineamientos para el cálculo de METBF (y MTTF) aparecen en el Anexo C.	Indicación de aumento o reducción de confiabilidad de componentes, equipos o unidades/plantas	Expertos en la materia (SMEs) de equipos Ingenieros de confiabilidad (REs) Directores de nivel intermedio (MM) Inspección
2) MTTF Tiempo medio hasta la falla	6 a 8	Según lo anterior	Similar a METBF, pero no contabiliza el tiempo inactivo/tiempo de reparación. METBF es la suma de MTTRes y MTTF. MTTF es igual al recíproco de la tasa de falla.	Según lo anterior Nótese que MTTF, en principio, se aplica sólo a la primera falla de un ítem nuevo – antes de la realización de cualquier tarea de mantenimiento	Según lo anterior
3) MTBR Tiempo medio entre reparaciones	6 a 8	Tiempo (horas, días, semanas, meses, años) Las tendencias se muestran sobre un periodo de tiempo para diferentes clases o tipos de equipo.	Indica el tiempo promedio entre las reparaciones para componentes, equipos o unidades. Si bien una falla generalmente resulta en una reparación, esto no siempre es el caso. Las reparaciones (ej. reacondicionamiento mayor) pueden realizarse en base al tiempo transcurrido, independiente de las fallas. Cálculo basado en el tiempo total entre reparaciones dividido por el número de reparaciones durante un periodo específico o hasta la fecha. Para los equipos submarinos el KPI puede denominarse “Tiempo medio entre intervenciones” (MTBI).	Indicación de aumento o reducción de confiabilidad de componentes, equipos o unidades/plantas	Expertos en la materia (SMEs) de equipos Ingenieros de confiabilidad (REs) Directores de nivel intermedio (MM) Mantenimiento Inspección

^a Dependiendo de la industria y la aplicación, puede ser útil contar con otros KPIs.

^b Véase tabla E.2.

^c CM se utiliza a veces como abreviación del mantenimiento correctivo, pero en este documento CM se refiere al Monitoreo de Condiciones

Tabla E.3 (continua)

KPI	Niveles taxonómicos relevantes ^b	Unidades	Explicación y cálculo	Propósito y valor	Personal involucrado
4) Tiempo activo medio de reparación (MART)	6 a 8	Tiempo (normalmente horas o días) Las tendencias se muestran sobre un periodo de tiempo para diferentes clases o tipos de equipo.	El tiempo necesario para realizar la reparación de un componente, equipo, sistema o unidad. Es necesario que MART siga los principios de línea de tiempo establecidos en la Figura 4, y también en ISO/TR 12489:2013, Figura 5 a 7. Se puede introducir MDT (Tiempo inactivo medio) si también es de interés monitorear los tiempos de preparación y atraso, pero este KPI no se incluye en esta tabla.	Indicación de la productividad y contenido de trabajo de las actividades de mantenimiento	SMEs REs Mantenimiento
5) Tiempo total medio de reparación (MRT)	6 a 8	Tiempo (normalmente horas o días) Las tendencias se muestran sobre un periodo de tiempo para diferentes clases o tipos de equipo.	El tiempo necesario para preparar y realizar la reparación de un componente, equipo, sistema o unidad. Es necesario que MRT siga los principios de línea de tiempo establecidos en la Figura 4, y también en ISO/TR 12489:2013, Figura 5 a 7. Se puede introducir MDT (Tiempo inactivo medio) si también es de interés monitorear los tiempos de preparación y atraso, pero este KPI no se incluye en esta tabla.	Indicación de la productividad y contenido de trabajo de las actividades de mantenimiento	SMEs REs Mantenimiento
6) Agentes graves Listado de equipos que fallan frecuentemente	6 a 9	Lista de equipos Lista de modos de falla frecuentes Frecuencia de fallas	Es necesario definir de manera clara los tipos de falla cubiertos (véase Anexo C). Un listado de los equipos que fallan con mayor frecuencia también puede generarse en base a la frecuencia de las reparaciones. El listado también puede ser utilizado para el seguimiento con los proveedores. Reestructurar según impacto en la planta	Proporciona focos para la gestión de confiabilidad y los análisis de causa raíz de fallas (RCA) Desarrollo del producto/mejoramiento de calidad	Según lo anterior

^a Dependiendo de la industria y la aplicación, puede ser útil contar con otros KPIs.^b Véase tabla E.2.^c CM se utiliza a veces como abreviación del mantenimiento correctivo, pero en este documento CM se refiere al Monitoreo de Condiciones

Tabla E.3 (continua)

KPI	Niveles taxonómicos relevantes^b	Unidades	Explicación y cálculo	Propósito y valor	Personal involucrado
7) Ao Disponibilidad Operacional	6	% de tiempo disponible para la operación del equipo, contabilizando todo el mantenimiento (correctivo y preventivo) como tiempo inactivo	Normalmente a nivel del equipo.	Muestra la tendencia de disponibilidad del equipo al tener en cuenta tanto el mantenimiento preventivo como correctivo Contribuye a la planificación de producción (véase C.2.3)	SME REs MM Operaciones Mantenimiento Inspección
8) Ar Disponibilidad técnica	6	% de tiempo disponible para la operación del equipo, contabilizando sólo el mantenimiento correctivo como tiempo inactivo	Normalmente a nivel del equipo.	Indicador clave de disponibilidad técnica Muestra la tendencia de la disponibilidad del equipo, con un enfoque en la confiabilidad intrínseca (véase C.2.3)	SME REs MM Operaciones Mantenimiento Inspección
9) Elementos críticos para la seguridad con tareas de aseguramiento en CMMS	4 a 6	% de equipos críticos para la seguridad con tareas de aseguramiento en el CMMS.	Cuartil superior: 100%. Rastreado anualmente.	Asegura que todos los Elementos Críticos para la Seguridad que requieran de tareas de aseguramiento tengan tareas asignadas en el CMMS.	Gerente de activo Operaciones Mantenimiento
10) Cumplimiento de mantenimiento planeado de elementos críticos para la seguridad (antes de última fecha de término permisible)	4 a 6	% de OTs de Mantenimiento Planeado para equipos críticos para la seguridad pendientes después de la última fecha de término programada	Cuartil superior >98%. Rastreado mensualmente.	Mide el trabajo de mantenimiento planeado para elementos críticos para la seguridad finalizado antes de la última fecha de término autorizada	Gerente de activo Operaciones Mantenimiento
11) Cumplimiento de mantenimiento correctivo de elementos críticos para la seguridad (antes de última fecha de término permisible)	4 a 6	% de OTs de Mantenimiento Correctivo de equipod críticos de la seguridad pendientes después de la última fecha de término programada	Cuartil superior >98%. Rastreado mensualmente.	Mide el trabajo de mantenimiento correctivo para elementos críticos para la seguridad finalizado antes de la última fecha de término autorizada	Gerente de activo Operaciones Mantenimiento

^a Dependiendo de la industria y la aplicación, puede ser útil contar con otros KPIs.

^b Véase tabla E.2.

^c CM se utiliza a veces como abreviación del mantenimiento correctivo, pero en este documento CM se refiere al Monitoreo de Condiciones

© ISO 2016 – All rights reserved

Tabla E.3 (continua)

KPI	Niveles taxonómicos relevantes ^b	Unidades	Explicación y cálculo	Propósito y valor	Personal involucrado
12) Proporción de horas hombre en mantenimiento preventivo (PM)	4 a 6	% de horas hombre totales de mantenimiento en PM (no incluyendo modificaciones)	Horas hombre totales de ordenes de trabajo (OT) de PM dividido por total de horas hombre de OTs, por clasificación de equipos o tipos de equipo	Indicación de la cantidad de trabajo de mantenimiento proactivo y preventivo	SMEs REs
13) Proporción de horas hombre en mantenimiento correctivo ^c	4 a 6	% de horas hombre totales de mantenimiento en mantenimiento correctivo	Horas hombre totales de ordenes de trabajo (OT) de mantenimiento correctivo dividido por total de horas hombre de OTs, por clasificación de equipos o tipos de equipo	Indicación de la cantidad de trabajo de mantenimiento correctivo	SMEs REs Operaciones Mantenimiento
14) Ordenes de trabajo de Aseguramiento o Trabajos Críticos para la Seguridad en Elementos Críticos de Seguridad sin autorización técnica (TA)	4 a 6	Número de tareas de aseguramiento para equipos críticos para la seguridad que han pasado la última fecha de término permisible sin autorización técnica.	Cuartil superior: 0 por Planta/Unidad Rastreado mensualmente.	Asegura que las ordenes de trabajo de Elementos Críticos para la Seguridad no se estén reprogramando sin la autorización técnica apropiada.	Gerente de activo Operaciones Mantenimiento
15) PM atrasado	4 a 6	Número o % de OTs de PM atrasadas por categoría	Contar las OTs de PM pendientes por clasificación de equipo o como % del total de OTs de PM. También puede seleccionar sólo los equipos críticos para la seguridad o para la producción para separar diferentes grupos.	Indicación de la acumulación de PM atrasado	Operaciones Mantenimiento
16) Mantenimiento Predictivo completo (PdM) Realización de mantenimiento predictivo (ej. inspecciones, pruebas, monitoreo de condiciones periódico)	4 a 6	Número o % de actividades de recolección de datos de PdM realizadas	Definir cuáles actividades de mantenimiento predictivo se cubrirán, ya sea individualmente o como total. Por ejemplo, número de puntos de datos, rutas o equipos que tienen recolección de datos NDT de PdM dividido por el total de puntos de datos, rutas o equipos, sobre un periodo de tiempo determinado. (Datos de análisis de vibración, mediciones de espesor, escaneo infrarrojo, análisis de rendimiento del motor).	Gestión del monitoreo de condiciones	SMEs REs Operaciones Mantenimiento Inspección

^a Dependiendo de la industria y la aplicación, puede ser útil contar con otros KPIs.^b Véase tabla E.2.^c CM se utiliza a veces como abreviación del mantenimiento correctivo, pero en este documento CM se refiere al Monitoreo de Condiciones

KPI	Niveles taxonómicos relevantes ^b	Unidades	Definición y cálculo	Propósito y valor	Personal involucrado
17) Mantenimiento predictivo (PdM) atrasado	4 a 6	Número o % de actividades de mantenimiento predictivo pendientes (PdM)	Definir cuáles de las actividades de mantenimiento predictivo se deben cubrir, ya sea de manera individual o en su totalidad. Conteo o % de puntos de datos NDT, rutas o equipos de PdM pendientes sobre un periodo de tiempo específico.	Indica la acumulación de actividades tipo PDM (ej. NDT) pendientes	SMEs REs Operaciones Mantenimiento Inspección
18) Carga de trabajo de mantenimiento correctivo	4 a 6	Número de horas de trabajo de mantenimiento correctivo registradas	Cuartil Superior < 6 semanas hombre Rastreado mensualmente	Asegurar que el número de horas de mantenimiento correctivo esté bajo control.	Gerente de Activo Operaciones Mantenimiento
19) Cumplimiento de programa	4 a 6	% del total de horas hombre de mantenimiento programadas cumplidas sobre un periodo continuo de tres meses.	Cuartil Superior >98%. Rastreado mensualmente	Aumentar cumplimiento del programa semanal	Gerente de Activo Operaciones Mantenimiento
20) Trabajo no programado /de relleno	4 a 6	% de horas hombre de mantenimiento que consisten de trabajo no programado/ de relleno sobre un periodo continuo de tres meses.	Cuartil Superior <2%. Rastreado mensualmente	Asegurar que el trabajo se esté programando y que el plan resultante se cumpla.	Gerente de Activo Operaciones Mantenimiento
21) Duración de parada de planta	4	Tiempo, usualmente días	Es necesario incluir la detención y el arranque en relación a las paradas. Las paradas extendidas debido a modificaciones se pueden separar para no alterar la comparación con los requisitos año-a-año de trabajos mayores de mantenimiento.	Planificación de mantenimiento Oportunidades de modificación Planificación para paradas Planificación de producción	Operaciones Mantenimiento
22) Tiempo entre paradas de planta	4 a 5	Medido sobre una base anual (número de meses, años)	Tiempo entre paradas de planta.	Según lo anterior	Según lo anterior
23) Exactitud de estimaciones de mantenimiento – Horas Hombre	4 a 6	% de diferencia entre horas hombre planeadas y reales para OTs de mantenimiento planeado y correctivo	Cuartil Superior +/- 5%. Rastreado mensualmente.	Asegurar que se utilicen datos históricos en las estimaciones (duración)	Gerente de Activo Operaciones Mantenimiento

^a Dependiendo de la industria y la aplicación, puede ser útil contar con otros KPIs.

^b Véase tabla E.2.

^c CM se utiliza a veces como abreviación del mantenimiento correctivo, pero en este documento CM se refiere al Monitoreo de Condiciones

Tabla E.3 (continua)

KPI	Niveles taxonómicos relevantes ^b	Unidades	Explicación y cálculo	Propósito y valor	Personal involucrado
24) Exactitud de estimaciones de mantenimiento – Costo	4 a 6	% de diferencia entre costos planeados y reales para OTs de mantenimiento planeado y correctivo	Cuartil Superior +/- 5%. Rastreado mensualmente.	Asegurar que se utilicen datos históricos en las estimaciones (costos)	Gerente de Activo Operaciones Mantenimiento
25) Proporción de retrabajo en reparaciones	6	% de reparaciones que requieren de retrabajo después de la reparación	Número de OTs con retrabajo dividido por número total de OTs. Clasificado por tipo de equipo. Puede dividirse en mantenimiento preventivo y correctivo.	Indicación de la calidad y productividad del trabajo	RES Operaciones Mantenimiento
26) Tiempo entre realización y finalización técnica en CMMS	4 a 6	Tiempo entre realización del trabajo y finalización técnica de la orden de trabajo	Cuartil Superior 24 hours. Rastreado mensualmente.	Asegurar que la historia se registre dentro de un plazo razonable de la realización de la actividad (típicamente 72 horas).	Mantenimiento
27) Tiempo de ciclo promedio de reparaciones en taller	6 a 8	Tiempo, normalmente horas o días	El tiempo transcurrido entre el momento en el que el ítem defectuoso se recibe en el taller de reparación y el momento en el que se encuentra listo para usar.	Gestión de reparaciones	Mantenimiento
28) Orden de material genético	4 a 6	% de ítems materiales emitidos identificados en CMMS.	Cuartil Superior <10%. Rastreado mensualmente.	Asegurar que el catálogo de materiales esté completo.	Gerente de Activo Operations Mantenimiento
29) Cumplimiento de fecha original Requerido in Situ (RoS) de materiales	4 a 6	% de los materiales entregados en la operación en cumplimiento de la fecha original de entrega in situ.	Cuartil Superior >95%. Rastreado mensualmente.	Reducir los atrasos en el trabajo correctivo y preventivo debido a la falta de disponibilidad de materiales	Gerente de Activo Operations Mantenimiento
30) Nivel de servicio de inventario	4 a 6	% de materiales requeridos para mantenimiento cubiertos desde existencias en el inventario.	Cuartil Superior +/- 5%. Rastreado mensualmente.	Asegurar que los insumos más comunes para las actividades de mantenimiento estén en inventario para reducir los tiempos de espera de los insumos.	Gerente de Activo Operations Mantenimiento

^a Dependiendo de la industria y la aplicación, puede ser útil contar con otros KPIs.^b Véase tabla E.2.^c CM se utiliza a veces como abreviación del mantenimiento correctivo, pero en este documento CM se refiere al Monitoreo de Condiciones

Tabla E.3 (continua)

KPI	Niveles taxonómicos relevantes ^b	Unidades	Explicación y cálculo	Propósito y valor	Personal involucrado
31) Costo total de mantenimiento	4 a 6	Por planta, sección o equipo, durante un periodo determinado (ej. anualmente)	Costo total de mantenimiento correctivo y preventivo, incluyendo repuestos. No incluye los costos relacionados al tiempo inactivo con respecto a pérdidas de producción.	Análisis de tendencia sobre un periodo de tiempo	Plant management Operations Mantenimiento
32) Nivel de productividad de mantenimiento	4	% de horas hombre de mantenimiento o utilizadas en actividades no productivas, p.ej. esperando insumos, etc.	Cuartil Superior >50%. Rastreado mensualmente	El tiempo sin valor agregado se registra y existe un enfoque en reducir o eliminar este tiempo sin valor agregado.	Gerente de Activo Operations Mantenimiento
33) Costo de reparaciones por orden de trabajo	4 to 6	Costo por los diferentes tipos de equipo para diferentes ubicaciones geográficas, unidades o plantas.	El costo de la reparación de los equipos, según los costos incurridos en relación a las ordenes de trabajo. Típicamente incluye mano de obra (de la empresa y/o contratistas), insumos y arriendo de equipos. También puede incluir un margen.	Tendencia en el costo de reparación sobre un periodo de tiempo Identificación de los peores actores por costo de reparación y/o tipo de equipo	Según lo anterior
34) Fracción de fallas (véase F.2.4, y también ISO/TR 12489:2013, 3.2.4).	6	Relación	Los equipos sujetos a fallas potencialmente críticas para la seguridad pueden identificarse y monitorearse dentro de la planta, y la relación entre el número de fallas críticas para la seguridad detectadas mediante pruebas periódicas y el número correspondiente Rastreado anualmente.	Se establece el nivel de Indisponibilidad promedio (PFDavg) debido a fallas peligrosas sin detectar a través de los informes de prueba. Es una práctica común de la industria en varios países.	Autoridades regulatorias Gerente de Activo Operaciones Mantenimiento

^a Dependiendo de la industria y la aplicación, puede ser útil contar con otros KPIs.

^b Véase tabla E.2.

^c CM se utiliza a veces como abreviación del mantenimiento correctivo, pero en este documento CM se refiere al Monitoreo de Condiciones

Anexo F (informativo)

Clasificación y definición de fallas críticas de seguridad

F.1 General

El propósito de este Anexo consiste en familiarizarle al usuario de este Estándar Internacional con algunas definiciones y clasificaciones aplicadas a los equipos críticos para la seguridad. IEC ha desarrollado los estándares funcionales de seguridad IEC 61508:2010 (todas las partes) y IEC 61511:2016 (todas las partes), los cuales han sido implementados en diversas industrias incluyendo gas natural, petróleo y la industria petroquímica. Los principios generales descritos en IEC 61508:2010 (todas las partes) y IEC 61511:2016 (todas las partes) han sido convertidos en lineamientos y métodos de análisis para el uso en la industria de petróleo por parte de las iniciativas nacionales, por ejemplo, (The Norwegian Oil and Gas Association, 2016).

ISO/TR 12489:2013 proporciona orientación en relación al modelamiento y cálculos de confiabilidad de sistemas de seguridad y es un documento esencial para el uso de los datos de confiabilidad de equipos cubiertos por este estándar. La sección F.2 contiene un resumen de este documento.

Como parte de este propósito general, se proporciona un listado de definiciones de fallas recomendadas para algunos sistemas de seguridad y sus componentes en la Tabla F.1.

F.2 Modelamiento y cálculos de confiabilidad de sistemas de seguridad

ISO/TR 12489:2013 proporciona lineamientos para los ingenieros de confiabilidad que trabajan con enfoques probabilísticos, los cuales, en conjunto con las consideraciones cualitativas, se utilizan cada vez más para diseñar sistemas de seguridad confiables. Este enfoque ha sido promovido por las regulaciones (ej. SEVESO III directive, 2012) y estándares ampliamente reconocidos (ej. el enfoque SIL recomendado para sistemas de instrumentación de seguridad bajo el estándar general IEC 61508:2010 y los estándares sectoriales derivados, tales como IEC 61511:2016 (todas las partes) el cual se enfoca en sistemas de procesos). Esto implica cumplir con varios requisitos relacionados a la probabilidad; sin embargo, la documentación actualmente existente en los estándares en relación a estos temas probabilísticos es bastante breve, y no están cubiertos de manera adecuada en los libros de texto de confiabilidad. Por lo tanto, ISO/TR 12489:2013 tiene el objetivo de cerrar esta brecha al establecer una base sólida y específica de conocimientos probabilísticos, ayudando a los ingenieros de confiabilidad a trabajar de manera adecuada con el modelamiento y cálculos probabilísticos de cualquier tipo de sistema de seguridad (ej. ESD, Sistema de Protección contra la Presión de Alta Integridad, etc.). Luego de recopilar las definiciones relevantes y realizar un levantamiento de las dificultades típicas, el informe técnico explica en detalle cómo resolver tales dificultades. Analiza en detalle la manera de establecer fórmulas simplificadas para sistemas de seguridad simples, y cómo los modelos estandarizados comunes, tales como diagramas de bloques de confiabilidad (IEC 61078:2016), árboles de falla (IEC 61025:2006), el enfoque Markoviano (IEC 61165:2006) y las redes Petri (IEC 62551:2012) pueden ser utilizados para las situaciones de mayor complejidad. Por otro lado, ISO/TR 12489:2013 desarrolla en detalle los enfoques mencionados en IEC 61508:2010, parte 6, Anexo B, para los cálculos relacionados a SIL. También proporciona lineamientos en torno a los múltiples sistemas de seguridad mencionados en IEC 61511:2016 (todas las partes).

El Anexo A de ISO/TR 12489:2013 proporciona un listado de 31 sistemas con funciones de seguridad, y también enumera las clases de equipo asociadas bajo este Estándar Internacional, las cuales son relevantes para la recolección o estimación de los datos de confiabilidad al momento de analizar tales sistemas.

El Anexo D.5 proporciona una clasificación de las fuentes de datos de confiabilidad para el uso al momento de analizar tales sistemas, pero esta clasificación también sirve para la recolección e intercambio de datos de confiabilidad en general.

F3 Clasificación de fallas de sistemas instrumentados de seguridad

F3.1 Definiciones Generales

Los sistemas instrumentados de seguridad (SIS) pueden tener un alto grado de influencia en la seguridad e integridad de la planta, por lo que las fallas de tales sistemas deben ser tratadas de manera más específica que aquellas de los otros equipos. Dado que estos sistemas frecuentemente son latentes en el uso normal y deben funcionar bajo demanda, es de importancia crítica revelar cualquier falla oculta antes de que la demanda surja.

Además, es de interés primordial saber las consecuencias de una falla de estos sistemas con respecto su impacto en la seguridad.

A continuación, se enumeran algunos términos de uso común en esta área, con referencias a las definiciones de los términos:

- Falla peligrosa (véase ISO/TR 12489:2013, 3.2.3). Estas fallas impiden una acción de seguridad determinada.
- Falla segura (véase ISO/TR 12489:2013, 3.2.5). Estas fallas favorecen una acción de seguridad determinada.
- Las fallas sin efecto son aquellas fallas que no tienen impacto en la seguridad.
- Sistemas de seguridad intrínseca en caso de falla: sistemas basados en un diseño que favorezca las fallas seguras y que tengan una probabilidad insignificante de fallas peligrosas.
- Sistemas no de seguridad intrínseca en caso de falla: sistemas en donde la probabilidad de fallas peligrosas no es insignificante.
- Fallas reveladas inmediatamente (véase ISO/TR 12489:2013, 3.2.10).
- Fallas ocultas (véase ISO/TR 12489:2013, 3.2.11). Estas fallas pueden ser detectadas, por ejemplo, por pruebas periódicas.

F3.2 Clasificación de modos de falla en SIS para la recolección y análisis de datos de confiabilidad

IEC 61508:2010 (todas las partes) introduce una clasificación de fallas adaptada a los SIS. Aquí, las fallas se dividen primero en dos categorías:

- fallas aleatorias (véase también definición en 3.79);
- fallas sistemáticas (véase también definición en 3.90).
- Las fallas aleatorias de los componentes en IEC 61508:2010 se categorizan en mayor detalle, dividiéndose por modo de falla en los siguientes grupos:
 - peligrosa detectada (DD);
 - peligrosa no detectada (DU);
 - segura detectada (SD);
 - segura no detectada (SU).

Es posible que los datos de confiabilidad recolectados no contengan los eventos históricos de modo de falla dentro de estas cuatro categorías, por lo que se debe ejercer precaución al momento de establecer las tasas de falla para tales casos de “cero historia de fallas”. Por lo tanto, es de importancia crítica entender el comportamiento físico del equipo con respecto a los modos de falla que se aplican a un componente determinado, para asegurar una asignación apropiada de los datos de falla a estas cuatro categorías, de las cuales es posible que algunas estén en cero.

Al momento de recolectar datos para los SIS, se debe enfatizar dos temas:

- fallas de causa común (véase C.1.6 y ISO/TR 12489:2013, 3.2.14)
- intervalo de pruebas (periódicas) para la identificación de fallas peligrosas no detectadas (DU)

Al momento de realizar un estudio de seguridad/confiabilidad según lo descrito en IEC 61508:2010 (todas las partes), es importante que los modos de falla relevantes se categoricen como DD, DU, SD o SU. Véase también Tabla 5 con respecto a un campo de entrada de datos que permita la recolección de tales datos para una instalación específica. La Tabla B.15 también indica los modos de falla relacionados a la demanda cubiertos por el Anexo B para las clases de equipo cubiertas en ello. Esto da soporte a la aplicabilidad de este Estándar Internacional para los análisis específicos, según lo descrito en IEC 61508:2010 (todas las partes).

Algunas de las fallas de causa común recopiladas pueden ser falla sistemáticas, por lo que no se categorizarían bajo los grupos de modo de falla aleatorios DU/DD/SD/SU descritos anteriormente. La clasificación de las fallas sistemáticas también está cubierta en ISO/TR 12489:2013, Figura B.5. Véase también B.2.3.2 de este Estándar Internacional.

Al momento de registrar y/o analizar las fallas de SIS, se recomienda consultar IEC 61508:2010 (todas las partes), IEC 61511:2016 (todas las partes), ISO/TR 12489:2013, además de cualquier directriz nacional que se considere relevante.

F33 Temas de tiempo inactivo en relación a la recolección y análisis de datos de SIS

Los temas de tiempo inactivo son importantes para la recolección y análisis de datos de confiabilidad de SIS. ISO/TR 12489:2013, Figuras 5 a 7 proporcionan definiciones y orientación respecto a estas materias; sin embargo, algunos comentarios específicos aparecen a continuación.

La Cláusula 3 define el término “tiempo total medio de reparación (MRT)”, en relación de la reparación de las fallas después de que hayan sido detectadas. Otro término que se utiliza es “tiempo medio para restaurar (MTTRes)”, el cual incluye tanto el tiempo de detección de la falla como el tiempo de reparación.

De todas maneras, $MTTRes = MFDT + MRT$. El “tiempo medio de detección de falla” (MFDT) de las fallas peligrosas detectadas (ej. por pruebas diagnósticas) generalmente es insignificante en comparación con el MRT, y es razonable suponer que MTTRes y MRT tengan los mismos valores numéricos en el caso de las fallas peligrosas detectadas.

F4 Definición de fallas para sistemas de seguridad

F4.1 General

La gestión de riesgos de sistemas de seguridad también requiere de una gestión de confiabilidad de los equipos y recolección de datos asociados. El uso por parte de los operadores de las definiciones estándares proporcionadas en la Tabla F.1 facilitaría las comparaciones y ejercicios de benchmarking, mejorando los niveles de seguridad en la industria. Las fallas no detectadas típicamente se denominan fallas críticas para la seguridad en relación a la función de seguridad, y por lo tanto existen prácticas de presentación de informes que involucran a las autoridades reguladoras.

Según ISO/TR 12489:2013, 3.2.4, las fallas peligrosas que deshabilitan una Función de Seguridad Instrumentada (SIF) se denominan *fallas críticas para la seguridad* con respecto a esta SIF. Las fallas críticas para la seguridad pueden ser identificadas y monitoreadas a nivel de la planta, y la relación entre el número de fallas críticas para la seguridad detectadas por las pruebas periódicas y el número correspondiente de pruebas realizadas (comúnmente denominada “*fracción de falla*”) se utiliza para este propósito. Este indicador corresponde a la no disponibilidad instantánea (véase ISO/TR 12489:2013, 3.1.11) en el momento de la prueba, y es una estimación conservadora de la no disponibilidad promedia (PFD_{avg}) (véase ISO/TR 12489:2013, 3.1.14). Por lo tanto, es importante no confundir o mezclar la “fracción de falla” con otros términos de confiabilidad, tales como p.ej. el término “fracción de falla segura” (véase IEC 61508-4:2010, 3.6.15).

En este contexto, también cabe destacar que el término “crítico/a” no tiene el mismo significado en ISO/TR 12489:2013 y en este Estándar Internacional:

- Este Estándar Internacional: el término “crítico/a” está relacionada al impacto de una falla en una o varias funciones o en la planta (véase 3.28). A nivel de los equipos (nivel taxonómico 6, y niveles inferiores, “crítico” es una de las tres clases de impacto de falla (crítico, degradación e incipiente). Por lo tanto, este término aquí está relacionada al grado de impacto de la falla en sí.
- Las fallas no críticas son las fallas de degradación y las fallas incipientes, según lo definido por este Estándar Internacional.
- ISO/TR 12489:2013: El término “crítico/a” está relacionado a fallas de la función de seguridad. Caracteriza una falla que deshabilita por completo una función de seguridad instrumentada.
- En el contexto de la seguridad funcional, las fallas no críticas son aquellas que no deshabilitan la SIF.

Si consideramos el caso de una SIF que posea dos equipos (ítems) redundantes, A y B:

- Según este Estándar Internacional, la falla peligrosa de ítem A puede ser crítica, de degradación o incipiente, independiente del estado del equipo B;
- Según ISO/TR 12489:2013, la falla peligrosa de ítem A es crítica sólo si:
- es crítica bajo este Estándar Internacional y
- ítem B ya ha tenido una falla crítica peligrosa según este Estándar Internacional.

Por lo tanto, en vista de los puntos anteriores, se debe ejercer precaución acerca del uso de los términos fallas críticas y fallas no críticas.

El analista debe considerar de manera cuidadosa cuáles de los modos de falla de los equipos son relevantes con respecto al análisis de confiabilidad de la función de seguridad. En este contexto, se deben cubrir los ítems relevantes dentro de los límites del equipo que son necesarios para la función de seguridad (es decir, detección, decisión y acción).

F42 Definiciones recomendadas

El listado a continuación proporciona algunas definiciones recomendadas, además de criterios técnicos y operacionales de los modos de falla. Los modos de falla aplicables se muestran de la misma manera que aparecen en la Tabla B.15.

Nótese que Tabla F.1 contiene fallas reveladas durante las pruebas. Nótese que la Tabla 5 menciona la activación en operaciones y en pruebas.

**Tabla F.1 — Definiciones de fallas recomendadas para algunos sistemas de seguridad/componentes
(fallas reveladas durante pruebas)**

Sistema/ component	Clase de equipos	Definiciones de fallas recomendadas	Modos de falla aplicables a,c,g
1. Detección de incendio (humo, llamas, calor)	Detectores de incendio y gas ^b	Detector Unidad de lógica de incendio y gas no recibe señal desde el detector, al momento de probar detector	NOO, LOO, FTF
2. Detección de incendio (punto de llamada manual)	Dispositivos de entrada ^b	Punto de llamada manual Unidad de lógica de incendio y gas no recibe señal desde el botón al momento de activarse.	NOO, LOO, FTF
3. Detección de gas	Detectores de incendio y gas ^b	Detector (catalítico, punto óptico, H₂S y H₂) Unidad de lógica de incendio y gas no recibe señal equivalente a límite superior de alarma al momento de realizar prueba con gas de ensayo predeterminado.	NOO, LOO, FTF
		Detector (línea óptica) Unidad de lógica de incendio y gas no recibe señal equivalente a límite superior de alarma al momento de realizar prueba con filtro de ensayo predeterminado	NOO, LOO, FTF
		Detector (acústico) Unidad de lógica de incendio y gas no recibe señal al momento de realizar la prueba.	NOO, LOO, FTF
4. Protección activa contra incendio (inundación)	Válvulas ^b	Válvula de inundación Válvula de inundación no abre en prueba.	FTO, DOP
	Boquillas	Nozzle Más del 3 % de las boquillas están tapadas o obstruidas. Fallas reportadas por lazo.	PLU
5. Protección activa contra incendio (bomba de combate a incendios)	Bombas ^b	Función Bomba de combate de incendio no arranca al recibir señal.	FTS
		Capacidad Bomba de combate de incendio entrega menos del 90 % de su capacidad de diseño.	LOO
6. Protección activa contra incendios (agente gaseoso /Inergen)	Válvulas ^b	Función Válvula de liberación de agente no abre en prueba. Válvula no abre al recibir señal o presión/nivel del agente menor del nivel especificado.	FTO
7. Protección activa contra incendios (niebla de agua)	Válvulas ^b	Función Válvula de liberación de niebla no abre en prueba. La presión del sistema aguas arriba de la válvula de liberación no está dentro de los valores especificados, o la boquilla no funciona de manera apropiada.	FTO

Tabla F.1 (continua)

Sistema/ componente	Clase de equipos	Definiciones de fallas recomendadas	Modos de falla aplicables ^{a,c,g}
8. Protección activa contra incendios (espuma de combate a incendios)	Equipos de combate a incendios	Función Agua/espuma no llega a la zona del incendio en la prueba.	FTO, DOP, FTS
9. Protección activa contra incendios (válvula de rocío)	Válvulas	La válvula no abre en la prueba	FTO
10. Protección activa contra incendios (monitoreo de agua de incendio – función de operación/oscilación remota)	Equipos de combate a incendios	El monitor no opera/no oscila, y/o no envía agua/espuma a la zona objetiva definida en las cantidades esperadas.	FTF
11. Protección activa contra incendios (Válvula de monitoreo de agua de incendio (accionada))	Válvulas	La válvula no abre al recibir la señal.	FTO
12. Válvulas depresurizadas (blow-down)	Válvulas ^b	Válvula La válvula no abre al recibir la señal, o dentro de un límite de tiempo definido.	FTO, DOP
13. Sistema de anuncios (altavoces), sirenas y luces de señal	Comunicación de emergencia	El anuncio por altavoces o las sirenas no suenan, o la luz de señal no se activa en la zona determinada tras recibir la señal.	FTF
14. Preventores de sobrecarga (BOP)	BOP submarino, BOP en superficie	Función La válvula no cierra al recibir la señal, o dentro de un límite de tiempo definido.	FTC, DOP
		Fugas Fugas internas en cantidades más altas que un valor especificado en la primera prueba.	LCP
15. ESD (válvulas de seccionamiento descritas como críticas para la seguridad)	Válvulas ^b	Función La válvula no cierra al recibir la señal, o dentro de un límite de tiempo definido.	FTC, DOP
		Fugas Fugas internas en cantidades más altas que un valor especificado	LCP
16. ESD (separación de pozos)	Boca de pozo y árbol de navidad submarinos	Función La válvula no cierra al recibir la señal, o dentro de un límite de tiempo definido.	FTC, DOP
	Boca de pozo y árbol de navidad en superficie ^b	Fugas Fugas internas en cantidades más altas que un valor especificado	LCP
17. ESD (válvula de seguridad en pozo)	DHSV ^b	Función La válvula no cierra al recibir la señal, o dentro de un límite de tiempo definido.	FTC, DOP
		Fugas ^f Fugas internas en cantidades más altas que un valor especificado	LCP

Tabla F.1 (continua)

Sistema/ componente	Clase de equipos	Definiciones de fallas recomendadas	Modos de falla aplicables ^{a,c,g}
18. Válvula de seguridad del anillo (ASV)	Terminación de pozos	Función La válvula no cierra al recibir la señal, o dentro de un límite de tiempo definido.	FTC, DOP
		Leakage Fugas internas en cantidades más altas que un valor especificado.	LCP
19. Válvulas de elevación de gases (GLV) ^h	Terminación de pozos	Función La válvula no cierra al recibir la señal, o dentro de un límite de tiempo definido.	FTC, DOP
		Leakage Fugas internas en cantidades más altas que un valor especificado.	LCP
20. ESD (tubo de elevación)	Válvulas ^b	Función La válvula no cierra al recibir la señal, o dentro de un límite de tiempo definido.	FTC, DOP
		Leakage Fugas internas en cantidades más altas que un valor especificado.	LCP
21. ESD (botón)	Dispositivos de entrada ^b	Función La unidad de lógica de ESD no recibe una señal desde el botón al activarse.	NOO, LOO, FTF
22. ESD (separación eléctrica/ISC)	Conmutadores ^b	El cortacircuitos no abre bajo demanda para asegurar que los tableros de distribución eléctrica y/o consumidores principales (unidades de mando) se desconecten.	FTO, FTF
23. Seguridad del proceso (válvulas de seccionamiento)	Válvulas ^b	Función La válvula no cierra al recibir la señal, o dentro de un límite de tiempo definido.	FTC, DOP, LCP
24. Seguridad del proceso (PSV)	Válvulas	Función La válvula no abre al 120 % de la presión establecida o a 5 MPa (50 bar) más de la presión establecida, según cual sea menor.	FTO
25. PSD (Válvula antirretorno, crítica para la seguridad, fugas)	Válvulas	La válvula tiene una tasa de fuga interna mayor al criterio de aceptación especificado.	LCP
26. PSD (Válvula HIPPS, válvula, función)	Válvulas ^b	La válvula no se mueve a la posición segura predeterminada dentro del tiempo permitido especificado al recibir la señal	FTO, FTC, DOP
27. PSD (HIPPS valve) ^d	Válvulas ^b	La válvula tiene una tasa de fuga interna mayor al criterio de aceptación especificado.	LCP, DOP
28. Dispositivos de entrada (presión, temperatura, nivel, flujo, etc.)	Dispositivos de entrada ^b	Función El sensor no emite la señal o emite una señal errónea (fuera de los límites de aceptación predeterminadas).	NOO, ERO, LOO, HIO
29. Suministro de energía de emergencia (generador de emergencia)	Generadores eléctricos ^b	Función Generador de emergencia no arranca, o produce un voltaje equivocado al momento de arrancar.	FTS, LOO

Tabla F.1 (continua)

Sistema/ componente	Clase de equipos	Definiciones de fallas recomendadas	Modos de falla aplicables ^{a,c,g}
30. Suministro de energía de emergencia (fuente de energía ininterrumpible central para SIS)	Suministro de energía ininterrumpible ^b	Función Capacidad de la batería demasiado baja.	LOC
31. Suministro de energía de emergencia (fuente de energía ininterrumpible para iluminación de emergencia)	Suministro de energía ininterrumpible ^b	Función Capacidad de la batería demasiado baja. Para iluminación de emergencia: cuando una o más de las luces de emergencia dentro de una zona o circuito no ilumina por un mínimo de 30 minutos.	LOC
32. Cortafuegos ^e	Equipos de combate a incendios ^b	Función El cortafuegos no cierra al recibir la señal.	FTO, DOP, FTS, FTC
33. Ventilación natural y HVAC: transmisores HVAC (flujo de aire o diferencial de presión), relacionado a seguridad	HVAC ^b	Función La unidad de lógica de la alarma/trip de seguridad no recibe la señal del sensor cuando el parámetro del proceso medido está fuera del límite establecido, o la señal proveniente del sensor se aleja de las condiciones reales de flujo de aire o presión (a menos que se especifique otro valor, los márgenes son de +/- 5 %).	FTF
34. Ventilación natural y HVAC: interruptores HVAC (flujo de aire o diferencial de presión) relacionado a seguridad	HVAC ^b	Función La unidad de lógica de la alarma/trip de seguridad no recibe la señal del sensor cuando el parámetro del proceso medido está fuera del límite establecido, o la señal proveniente del sensor se aleja de las condiciones reales de flujo de aire o presión (a menos que se especifique otro valor, los márgenes son de +/- 5 %).	FTF
35. Sistema de lastre (válvulas)	Válvulas ^b	Función La válvula no opera al recibir la señal.	FTO, FTC, DOP
36. Sistema de lastre (bombas)	Bombas ^b	Función La bomba no se inicia/no se detiene al recibir la señal.	FTS
37. Puertas herméticas, cierre	Evacuación y rescate	La puerta no se cierra con pestillo al recibir la señal, o el sello de la puerta no está intacto.	FTF
38. Cortafuegos hermético (ej. válvula de mariposa)	Equipos de combate a incendios ^b	El cortafuegos no cierra al recibir la señal.	FTC, DOP
39. Evacuación y rescate (EER): Motor del bote salvavidas, arranque	Botes salvavidas	Los motores del bote salvavidas no arrancan en la prueba.	FTS

Tabla F.1 (continua)

Sistema/ componente	Clase de equipos	Definiciones de fallas recomendadas	Modos de falla aplicables^{a,c,g}
40. Evacuación y rescate (EER): Sistema de liberación y caída de bote salvavidas	Botes salvavidas	El sistema de liberación del bote salvavidas no funciona en la prueba.	FTF
41. Evacuación y rescate (EER): Función de liberación del tobogán de evacuación	Evacuación y rescate	Función de liberación/descenso del tobogán de evacuación no funciona en la prueba.	FTF
42. Evacuación y rescate (EER): motor de bote MOB, arranque	Evacuación y rescate	Motor de bote MOB no arranca al operarse.	FTS
<p>^a Vea las Tablas B.6 a B.14 y B.15, especialmente para definiciones de abreviaciones.</p> <p>^b IEC 61508:2010 (todas las partes) y/o IEC 61511:2016 (todas las partes) son aplicables.</p> <p>^c Las fallas pueden ocurrir bajo cualquier demanda (ya sea en pruebas o demanda real).</p> <p>^d Fugas: cuando el estado seguro corresponde al estado cerrado (válvulas) y se especifican tasas de fugas específicas en relación a la seguridad</p> <p>^e Incluye ventiladores HVAC relacionados donde sea relevante</p> <p>^f Las pruebas de fugas de DHSV/SCSSV se realizan por:</p> <ul style="list-style-type: none"> • observación y monitoreo de la acumulación de presión en un vacío/cavidad aguas abajo del mecanismo de cierre de la válvula durante el periodo de observación de la prueba • medición directa de la tasa de fuga observada a través del mecanismo de cierre <p>El método utilizado para establecer la tasa de fuga deberá ser documentado (relación presión vs. tiempo o medición directa). La tasa inicial de fuga es la que se debe reportar, ya que la tasa de flujo se reducirá gradualmente a medida que la presión abajo/arriba del mecanismo de cierre se ecualice.</p> <p>^g El modo de falla INL (Fuga interna) debe corresponder a una fuga interna de fluidos de suministro y no debe confundirse con el modo de falla LCP (Filtración en posición cerrada), el cual involucra la filtración de hidrocarburos a través del orificio de la válvula. En el caso de diseños seguros en caso de falla, INL no es relevante en esta tabla ya que no llevarán a fallas peligrosas.</p> <p>^h La válvula de elevación de gas actúa como barrera, y por lo tanto tiene una función de barrera.</p>			

Bibliografía

- [1] ISO 2314:2009, *Gas turbines — Acceptance tests*
- [2] ISO 3977 (all parts), *Gas turbines — Procurement*
- [3] ISO 5208:2015, *Industrial valves — Pressure testing of metallic valves*
- [4] ISO 8528-1, *Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets Part 1: Application, ratings and performance*
- [5] ISO 8528-2, *Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets — Part 2: Engines*
- [6] ISO 8528-3, *Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets — Part 3: Alternating current generators for generating sets*
- [7] ISO 8528-4, *Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets — Part 4: Controlgear and switchgear*
- [8] ISO 8528-5, *Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets — Part 5: Generating sets*
- [9] ISO 8528-6, *Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets — Part 6: Test methods*
- [10] ISO 8528-7, *Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets — Part 7: Technical declarations for specification and design*
- [11] ISO 8528-8, *Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets — Part 8: Requirements and tests for low-power generating sets*
- [12] ISO 8528-9, *Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets — Part 9: Measurement and evaluation of mechanical vibrations*
- [13] ISO 8528-10, *Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets — Part 10: Measurement of airborne noise by the enveloping surface method*
- [14] ISO 8528-12, *Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets — Part 12: Emergency power supply to safety services*
- [15] ISO 10417:2004, *Petroleum and natural gas industries — Subsurface safety valve systems — Design, installation, operation and redress*
- [16] ISO 10418:1/Cor 1:2008, *Petroleum and natural gas industries — Offshore production installations — Analysis, design, installation and testing of basic surface process safety systems / Technical Corrigendum 1*
- [17] ISO 10423:2009, *Petroleum and natural gas industries — Drilling and production equipment — Wellhead and christmas tree equipment*
- [18] ISO 10432:2004, *Petroleum and natural gas — Downhole equipment — Subsurface safety valve equipment*
- [19] ISO 10437:2003, *Petroleum and natural gas industries — Steam turbines — Special-purpose applications*
- [20] ISO 10439-1:2015, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Axial and centrifugal compressors and expander-compressors — Part 1: General requirements*
- [21] ISO 10439-2:2015, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Axial and centrifugal*

compressors and expander-compressors — Part 2: Non-integrally geared centrifugal and axial compressores

- [22] ISO 10439-3:2015, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Axial and centrifugal compressors and expander-compressors — Part 3: Integrally geared centrifugal compressores*
- [23] ISO 10439-4:2015, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Axial and centrifugal compressors and expander-compressors — Part 4: Expander-compressors*
- [24] ISO 10442:2002, *Petroleum, petrochemical and gas service industries — Packaged, integrally geared centrifugal air compresores*
- [25] ISO 11960:2014, *Petroleum and natural gas industries — Steel pipes for use as casing or tubing for wells*
- [26] ISO 11961:2008, *Petroleum and natural gas industries — Steel drill pipe*
- [27] ISO 12211:2012, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Spiral plate heat exchangers*
- [28] ISO 12212:2012, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Hairpin-type heat exchangers*
- [29] ISO/TR 12489:2013, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Reliability modelling and calculation of safety systems*
- [30] ISO/PAS 12835:2013, *Qualification of casing connections for thermal wells*
- [31] ISO 13053 (all parts):2011, *Quantitative methods in process improvement — Six Sigma*
- [32] ISO 13354:2014, *Petroleum and natural gas industries — Drilling and production equipment — Shallow gas diverter equipment*
- [33] ISO 13623:2009, *Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems*
- [34] ISO 13624-1:2009, *Petroleum and natural gas industries — Drilling and production equipment — Part 1: Design and operation of marine drilling riser equipment*
- [35] ISO 13628-1:2005, *Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems -- Part 1: General requirements and recommendations*
- [36] ISO 13628-4:2010, *Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 4: Boca de pozo submarina and tree equipment*
- [37] ISO 13628-5:2009, *Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 5: Subsea umbilicals*
- [38] ISO 13628-7:2005, *Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 7: Completion/accionamiento riser systems*
- [39] ISO 13628-15:2011, *Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 15: Subsea structures and manifolds*
- [40] ISO 13631:2002, *Petroleum and natural gas industries — Packaged reciprocating gas compressors*
- [41] ISO 13679:2002, *Petroleum and natural gas industries — Procedures for testing casing and tubing connections*
- [42] ISO 13702:2015, *Petroleum and natural gas industries — Control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations — Requirements and guidelines*

- [43] ISO 13703:2000, *Petroleum and natural gas industries — Design and installation of piping systems on offshore production platforms*
- [44] ISO 13706:2011, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Air-cooled heat exchangers*
- [45] ISO 13707:2000, *Petroleum and natural gas industries — Reciprocating compressors*
- [46] ISO 13709:2009, *Centrifugal pump for Petroleum, petrochemical and natural gas industries*
- [47] ISO 13710:2004, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Reciprocating positive displacement bomba*
- [48] ISO 14001, *Environmental management systems — Requirements with guidance for use*
- [49] ISO 14310:2008, *Petroleum and natural gas industries — Downhole equipment — Packers and bridge plugs*
- [50] ISO 14313:2007, *Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems — Pipeline valves*
- [51] ISO 14723:2009, *Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems — Subsea pipeline valves*
- [52] ISO 14998:2013, *Petroleum and natural gas industries — Downhole equipment — Completion accessories*
- [53] ISO 15136-1:2009, *Petroleum and natural gas industries — Progressing cavity pump systems for artificial lift — Part 1: Pump*
- [54] ISO 15138:2007, *Petroleum and natural gas industries — Offshore production installations — Heating, ventilation and air-conditioning*
- [55] ISO 15544:2000, *Petroleum and natural gas industries — Offshore production installations — Requirements and guidelines for emergency response*
- [56] ISO 15547-1:2005, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Plate-type heat exchangers — Part 1: Plate-and-frame heat exchangers*
- [57] ISO 15547-2:2005, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Plate-type heat exchangers — Part 2: Brazed aluminium plate-fin heat exchangers*
- [58] ISO 15551-1:2015, *Petroleum and natural gas industries — Drilling and production equipment — Part 1: Electric submersible pump systems for artificial lift*
- [59] ISO 15649:2001, *Petroleum and natural gas industries — Piping*
- [60] ISO 15663-1:2000, *Petroleum and natural gas industries — Life cycle costing — Part 1: Methodology*
- [61] ISO 15663-2:2001, *Petroleum and natural gas industries — Life-cycle costing — Part 2: Guidance on application of methodology and calculation methods*
- [62] ISO 15663-3:2001, *Petroleum and natural gas industries — Life-cycle costing — Part 3: Implementation guidelines*
- [63] ISO 15926 (all parts), *Industrial automation systems and integration — Integration of life-cycle data for process plants including oil and gas production facilities*
- [64] ISO 16070:2005, *Petroleum and natural gas industries — Downhole equipment — Lock mandrels and landing nipples*

- [65] ISO 16530-1:—¹⁾, *Petroleum and natural gas industries — Well integrity — Part 1: Life cycle governance*
- [66] ISO 16708:2006, *Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems — Reliability-based limit state methods*
- [67] ISO 16812:2007, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Shell-and-tube heat exchangers*
- [68] ISO 16904:2016, *Petroleum and natural gas industries — Design and testing of LNG marine transfer arms for conventional onshore terminals*
- [69] ISO 17776:2000²⁾, *Petroleum and natural gas industries — Offshore production installations — Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment*
- [70] ISO 19008:2016, *Standard cost coding system for oil and gas production and processing facilities*
- [71] ISO 19900:2013, *Petroleum and natural gas industries — General requirements for offshore structures*
- [72] ISO 19901-7:2013, *Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 7: Stationkeeping systems for floating offshore structures and mobile offshore units*
- [73] ISO 25457:2008, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Flare details for general refinery and petrochemical service*
- [74] ISO 28300:2008, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Venting of atmospheric and low-pressure storage tanks*
- [75] ISO 28460:2010, *Petroleum and natural gas industries — Installation and equipment for liquefied natural gas — Ship-to-shore interface and port operations*
- [76] ISO 31000:2009, *Risk management — Principles and guidelines*
- [77] IEC 31010:2009, *Risk management — Risk assessment techniques*
- [78] IEC 60034-1:2004, *Rotating electrical machines — Part 1: Rating and performance*
- [79] IEC 60034-12:2002, *Rotating electrical machines — Part 12: Starting performance of single-speed three-phase cage induction motors*
- [80] IEC 60038:2009, *IEC standard voltages*
- [81] IEC 60050-192:2015, *International electrotechnical vocabulary — Part 192: Dependability*
- [82] IEC 60050-444:2002, *International electrotechnical vocabulary — Part 444: Elementary relays*
- [83] IEC 60076-1:2000, *Power transformers — Part 1: General*
- [84] IEC 60076-2:2011, *Power transformers — Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers*
- [85] IEC 60076-3:2013, *Power transformers — Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air*
- [86] IEC 60076-4:2002, *Power transformers — Part 4: Guide to the lightning impulse and switching impulse testing — Power transformers and reactors*

1) Pendiente de publicación.

2) Bajo revisión. El nuevo título será *Petroleum and natural gas industries — Offshore production installations — Major Accident hazard management during the design of new installations*.

- [87] IEC 60076-5:2006, *Power transformers — Part 5: Ability to withstand short circuit*
- [88] IEC 60076-7:2005, *Power transformers — Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers*
- [89] IEC 60076-8:1997, *Power transformers — Part 8: Application guide*
- [90] IEC 60076-10:2001, *Power transformers — Part 10: Determination of sound levels*
- [91] IEC 60076-11:2004, *Power transformers — Part 11: Dry-type transformers*
- [92] IEC 60076-12:2008, *Power transformers — Part 12: Loading guide for dry-type power transformers*
- [93] IEC 60079 (todas las partes), *Electrical apparatus for explosive gas atmospheres*
- [94] IEC 60085:2007, *Electrical insulation — Thermal evaluation and designation*
- [95] IEC 60146-1:2009, *Semiconductor converters - General requirements and line commutated converters*
- [96] IEC 60227 (todas las partes), *Polyvinyl chloride insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 V*
- [97] IEC 60300-1:2014, *Dependability management — Part 1: Guidance for management and application*
- [98] IEC 60300-2, *Dependability management — Part 2: Dependability programme elements and tasks*
- [99] IEC 60300-3-1, *Dependability management — Part 3: Application guide — Analysis techniques for dependability — Guide on methodology*
- [100] IEC 60300-3-2, *Dependability management — Part 3: Application guide — Collection of dependability data from the field*
- [101] IEC 60300-3-3, *Dependability management — Part 3: Application guide — Life cycle costing*
- [102] IEC 60300-3-4, *Dependability management — Part 3: Application guide — Section 4: Guide to the specification of dependability requirements*
- [103] IEC 60300-3-5, *Dependability management — Part 3-5: Application guide — Reliability test conditions and statistical test principles*
- [104] IEC 60300-3-10, *Dependability management — Part 3-10: Application guide — Maintainability*
- [105] IEC 60300-3-11, *Dependability management — Part 3-11: Application guide — Reliability centred maintenance*
- [106] IEC 60300-3-12, *Dependability management — Part 3-12: Application guide — Integrated logistic support*
- [107] IEC 60300-3-14:2004, *Dependability management — Part 3-14: Application guide - Maintenance and maintenance support*
- [108] IEC 60319, *Presentation and specification of reliability data for electronic component*
- [109] IEC 60381-2, *Analog signals for process control systems — Part 2: Direct voltage signals*
- [110] IEC 60470, *High-voltage alternating current contactors and contactor-based motor-starters*
- [111] IEC 60502, *Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)*
- [112] IEC 60529:2001, *Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)*
- [113] IEC 60605-4, *Equipment reliability testing — Part 4: Statistical procedures for exponential distribution*

- [114] IEC 60605-6, *Equipment reliability testing — Part 6: Test for the validity of the constant failure rate or constant failure intensity assumptions*
- [115] IEC 60706-2, *Guide on maintainability of equipment — Part 2: Maintainability studies during the design phase*
- [116] IEC 60706-3, *Guide on maintainability of equipment — Part 3: Verification and collection, analysis and presentation of data*
- [117] IEC 60706-5, *Guide on maintainability of equipment — Part 5: Diagnostic testing*
- [118] IEC 60812, *Analysis techniques for system reliability — Procedure for failure mode and effects analysis (FMEA)*
- [119] IEC 60840:2011, *Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV ($U_m = 36$ kV) up to 150 kV ($U_m = 170$ kV) — Test methods and requirement*
- [120] IEC 60947-2:2006, *Low-voltage switchgear and controlgear — Part 2: Circuit-breakers*
- [121] IEC 60947-3:2008, *Low-voltage switchgear and controlgear — Part 3: Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units*
- [122] IEC 60947-4-1:2009, *Low-voltage switchgear and controlgear — Part 4-1: Contactors and motor-starters — Electromechanical contactors and motor-starters*
- [123] IEC 61000-4-7:2002, *Electromagnetic compatibility (EMC) — Part 4-7: Testing and measurement techniques — General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto*
- [124] IEC 61025:2006, *Fault tree analysis (FTA)*
- [125] IEC 61070:1991, *Compliance test procedures for steady-state availability*
- [126] IEC 61078:2016, *Reliability block diagrams*
- [127] IEC 61123:1991, *Reliability testing — Compliance test plans for success ratio*
- [128] IEC 61124:2012, *Reliability testing — Compliance tests for constant failure rate and constant failure intensity*
- [129] IEC 61131, *Programmable controllers*
- [130] IEC 61163-1:2006, *Reliability stress screening - Part 1: Repairable assemblies manufactured in lots*
- [131] IEC 61164:2004, *Reliability growth — Statistical test and estimation methods*
- [132] IEC 61165:2006, *Application of Markov techniques*
- [133] IEC 61439-1, *Low-voltage switchgear and controlgear assemblies — Part 1: General rules*
- [134] IEC/TR 61508-0:2005, *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 0: Functional safety and IEC 61508*
- [135] IEC 61508-1:2010, *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 1: General requirements*
- [136] IEC 61508-2:2010, *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 2: Requirements for electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems*
- [137] IEC 61508-3:2010, *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related*

- [138] IEC 61508-4:2010, *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 4: Definitions and abbreviations*
- [139] IEC 61508-5:2010, *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 5: Examples of methods for the determination of safety integrity levels*
- [140] IEC 61508-6:2010, *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 6: Guidelines on the application of IEC 61508-2 and IEC 61508-3*
- [141] IEC 61508-7:2010, *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems - Part 7: Overview of techniques and measures*
- [142] IEC 61511-1:2016, *Functional safety — Safety instrumented systems for the process industry sector Part 1: Framework, definitions, system, hardware and software requirements*
- [143] IEC 61511-2:2016, *Functional safety — Safety instrumented systems for the process industry sector - Part 2: Guidelines for the application of IEC 61511-1*
- [144] IEC 61511-3:2016, *Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector Part 3: Guidance for the determination of the required safety integrity levels*
- [145] IEC 61649:1997, *Goodness-of-fit tests, confidence intervals and lower confidence limits for Weibull distributed data*
- [146] IEC 61650:1997, *Reliability data analysis techniques — Procedures for comparison of two constant failure rates and two constant failure (event) intensities*
- [147] IEC 61703:2016, *Mathematical expressions for reliability, availability, maintainability and maintenance support terms*
- [148] IEC 61709:2011, *Electric components — Reliability - Reference conditions for failure rates and stress models for conversion*
- [149] IEC 61800-1:1997, *Adjustable speed electrical power drive systems — Part 1: General requirements - Rating specifications for low voltage adjustables speed d.c. power drive systems*
- [150] IEC 61800-2:2015, *Adjustable Speed Electrical Power Drive Systems — Part 2: General requirements - Rating specifications for low voltage adjustable frequency a.c. power drive systems*
- [151] IEC 61800-3:2004, *Adjustable speed electrical power drive systems — Part 3: EMC requirements and specific test methods*
- [152] IEC 61800-4:2002, *Adjustable Speed Electrical Power Drive Systems — Part 4: General requirements Rating specifications for a.c. power drive systems above 1000V a.c. and not exceeding 35 kV*
- [153] IEC 61800-5-1:2007, *Adjustable speed electrical power drive systems — Part 5-1: Safety requirements — Electrical, thermal and energy*
- [154] IEC 61810-2: 2011, *Electromechanical elementary relays — Part 2: Reliability*
- [155] IEC 62040-2:2005, *Uninterruptible power systems (UPS) — Part 2: Electromagnetic compatibility (EMC) requirements*
- [156] IEC 62040-3:2011, *Uninterruptible power systems (UPS) — Part 3: Method of specifying the performance and test requirements*
- [157] IEC 62114³⁾, *Electrical insulation - Thermal evaluation and designation*

³ Revocado (Reemplazado por IEC 60085).

- [158] IEC 62271-1:2007, *High-voltage switchgear and controlgear — Part 1: Common specifications*
 - [159] IEC 62271-100:2008, *High-voltage switchgear and controlgear — Part 100: Alternating current circuit-breakers*
 - [160] IEC 62271-102:2001, *High-voltage switchgear and controlgear — Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches*
 - [161] IEC 62271-200:2011, *High-voltage switchgear and controlgear — Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV*
 - [162] IEC 62508:2010, *Guidance on human aspects of dependability*
 - [163] IEC 62551: 2012, *Analysis techniques for dependability — Petri net techniques*
 - [164] IEC 62740: 2015, *Root cause analysis (RCA)*
 - [165] EN 13306:2010, *Maintenance — Maintenance terminology*
 - [166] API RP 7C-11F, *Recommended Practice for Installation, Maintenance, and Operation of Internal-Combustion Engines*
 - [167] API RP 11S, *Recommended Practice for the Operation, Maintenance and Troubleshooting of Electric Submersible Pump Installations*
 - [168] API RP 14B, *Design, Installation, Repair and Operation of Subsurface Safety Valve Systems, Sexta Edición*
 - [169] API RP 17B, *Recommended Practice for Flexible Pipe, Quinta Edición (Mayo de 2014)*
 - [170] API RP 17H, *Remotely Operated Tools and Interfaces on Subsea Production Systems, Segunda Edición, 2013*
 - [171] API RP 554, *Part 1, API Recommended Practice 554, Part 2: Process Control Systems — Process Control Systems Functions and Functional Specification Development, Segunda Edición*
 - [172] API RP 554, *Part 2, API Recommended Practice 554, Part 2: Process Control Systems — Process Control System Design, Primera Edición*
 - [173] API RP 554, *Part 3, API Recommended Practice 554, Part 3: Process Control Systems — Project Execution and Process Control System Ownership, Primera Edición*
 - [174] API RP 580, *Risk-Based Inspection, Segunda Edición*
 - [175] Spec API 5CT, *Specification for Casing and Tubing*
 - [176] Spec API 6A, *Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment, Vigésima Edición (ISO 10423:2009 Modification), Incluye Errata (hasta Errata 7, diciembre de 2014), Addenda 1 (noviembre de 2011), 2 (noviembre de 2012), 3 (marzo de 2013)*
 - [177] Spec API 6D, *Specification for Pipeline and Tuberías Valves, Vigésima Cuarta Edición (2014), incluye Errata 1 (2014), Errata 2 (2014), Errata 3 (2015), y Addendum 1 (2015), Errata 5 (2015), Errata 6 (2015), Errata 7 (2016), y Addendum 2 (2016)*
 - [178] *Spec API 7B-11C, Specification for Internal-Combustion Reciprocating Engines for Oil Field Service*
 - [179] *Spec API 12D, Specification for Field Welded Tanks for Storage of Production Liquids*
 - [180] *Spec API 12F, Specification for Shop Welded Tanks for Storage of Production Liquids, Duodecima Edición*
-

- [181] *Spec API 12P, Specification for Fiberglass Reinforced Plastic Tanks, Tercera Edición*
- [182] *Spec API 14A, Specification for Subsurface Safety Valve Equipment, Duodécima Edición, Incluye Errata (julio de 2015)*
- [183] *Spec API 14L, Specification for Lock Mandrels and Landing Nipples, Segunda Edición*
- [184] *Spec API 16A, Specification for Drill Through Equipment. Incluye Errata, Tercera Edición (2004)*
- [185] *Spec API 16D, Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment and Control Systems for Diverter Equipment, Segunda Edición*
- [186] *Spec API 17J, Specification for Unbonded Flexible Pipe, Cuarta Edición (May 2014)*
- [187] *Spec API 19G2, Flow-control devices for side-pocket mandrels, duodécima edición*
- [188] *API/Std 17F, Standard for Subsea Production Control Systems, Tercera Edición*
- [189] *API/Std 53, Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells, Cuarta Edición*
- [190] *API/Std 520, Part 1, Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices, Part I - Sizing and Selection, Novena Edición*
- [191] *API/Std 520, Part 2, Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries, Part II, Installation, Sexta Edición*
- [192] *API/Std 521, Pressure-relieving and Depressuring Systems, Sexta Edición (2014)*
- [193] *API/Std 526, Flanged Steel Pressure-relief Valves, Sexta Edición (Incluye Errata 1, Errata 2)*
- [194] *API/Std 537, Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service, Segunda Edición (ISO 25457:2008, Idéntico)*
- [195] *API/Std 537, Datasheets, Datasheets for API 537, Segunda Edición*
- [196] *API/Std 541, Form-wound Squirrel-Cage Induction Motors-500 Horsepower and Larger, Quinta Edición*
- [197] *API/Std 541, Datasheets, Data sheets for API Std 541*
- [198] *API/Std 547, General-Purpose Form-Wound Squirrel Cage Induction Motors 250 Horsepower and Larger - Primera Edición*
- [199] *API/Std 547, Datasheets, Datasheets for API Standard 547, General-Purpose Form Wound Squirrel Cage Induction Motors - 250 Horsepower and Larger*
- [200] *API/Std 560, Fired Heaters for General Refinery Service, Cuarta Edición*
- [201] *API/Std 560, Datasheets, Datasheets for Fired Heaters for General Refinery Services*
- [202] *API/Std 594, Check Valves: Flanged, Lug, Wafer and Butt-welding*
- [203] *API/Std 609, Butterfly Valves: Double-flanged, Lug- and Wafer-type*
- [204] *API/Std 610, Centrifugal Pump for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries, Undécima Edición (ISO 13709:2009 Adopción Idéntica), Incluye Errata (julio de 2011)*
- [205] *API/Std 610, Datasheets, Datasheets for Centrifugal Pump for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries, Undécima Edición*
- [206] *API/Std 611, Datasheets, Datasheets for API Std 611, Quinta Edición*
- [207] *API/Std 611, Datasheets, Datasheets for Centrifugal Bomba for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas*

- [208] API/Std 612, *Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries - Steam Turbines-Special-purpose Applications, Séptima Edición*
- [209] API/Std 612, *Datasheets, Datasheets for API Std 612*
- [210] API/Std 616, *Gas Turbines for the Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services, Quinta Edición*
- [211] API/Std 616, *Datasheets, Datasheets for API Standard 616, Gas Turbines for the Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services*
- [212] API/Std 617, *Axial and Centrifugal Compressors and Expander-compressors, Octava Edición*
- [213] API/Std 617, *Datasheets, Datasheets for API Standard 617, Axial and Centrifugal Compressors and Expander-compressors, Octava Edición*
- [214] API/Std 618, *Reciprocating Compresores for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services, Quinta Edición, Incluye Errata 1 y 2 (2009 y 2010)*
- [215] API/Std 618, *Datasheets, Datasheets for use with Std 618, Quinta Edición, Incluye Errata (2009)*
- [216] API/Std 619, *Rotary-Type Positive-Displacement Compressors for Petroleum, Petrochemical, and Natural Gas Industries, Quinta Edición*
- [217] API/Std 619, *Datasheets, Datasheets for API Std 619*
- [218] API/Std 620, *Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks, Duodécima Edición*
- [219] API/Std 650, *Welded Tanks for Oil Storage, Duodécima Edición, Incluye Errata 1 (2013), Errata 2 (2014), y Addendum 1 (2014)*
- [220] API/Std 650, *Datasheets, Datasheets for API 650, Welded Steel Tanks for Oil Storage, Duodécima Edición*
- [221] API/Std 660, *Shell-and-tube Heat Exchangers, Novena Edición*
- [222] API/Std 660, *Datasheets, Datasheets API Std 660*
- [223] API/Std 661, *Petroleum, Petrochemical, and Natural Gas Industries - Air-cooled Heat Exchangers, Séptima Edición*
- [224] API/Std 661, *Datasheets, Datasheets for Air-Cooled Heat Exchangers for General Refinery Services, Sexta Edición - Adopción de ISO 13706-1:2005*
- [225] API/Std 662, *Part 1, Plate Heat Exchangers for General Refinery Services - Part 1 - Plate-and-Frame Heat Exchangers, Primera Edición- Adopción ISO de ISO 15547-1:2005*
- [226] API/Std 662, *Part 2, Plate Heat Exchangers for General Refinery Services - Part 2 - Brazed Aluminum Plate-fin Heat Exchangers Primera Edición - Adopción ISO de ISO 15547-2:2005*
- [227] API/Std 662, *Datasheets, Datasheets for Plate Heat Exchangers for General Refinery Services, Segunda Edición*
- [228] API/Std 673, *Centrifugal Fans for Petróleo, Chemical and Gas Industry Services, Tercera Edición*
- [229] API/Std 673, *Datasheets, Datasheets for Centrifugal Fans for Petróleo, Chemical and Gas Industry Services, Tercera Edición*
- [230] API/Std 674, *Positive Displacement Pumps - Reciprocating, Incluye Errata (mayo de 2014), Errata 2 (abril de 2015)*
- [231] API/Std 674, *Datasheets, Datasheets for Positive Displacement Pump - Reciprocating*

- [232] API/Std 676, *Positive Displacement Pump-Rotary, Tercera Edición*
- [233] API/Std 676, *Datasheets, Datasheets for Positive Displacement Pump – Rotary*
- [234] API/Std 2000, *Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks. Séptima Edición*
- [235] API/Std 2610, *Design, Construction, Operación, Mantenimiento, and Inspection of Terminal & Tank Facilities, Segunda Edición*
- [236] NORSOK C-004:2013, *Helicopter deck on offshore installations*
- [237] NORSOK D-002:2013, *Well intervention equipment, Revisión 2*
- [238] NORSOK D-010:2013, *Well integrity in drilling and well operations*
- [239] NORSOK I-001:2010, *Field instrumentation*
- [240] NORSOK N-001:2012, *Integrity of offshore structures*
- [241] NORSOK R-002:2012, *Lifting equipment*
- [242] NORSOK S-001:2008, *Technical safety*
- [243] NORSOK T-001:2010, *Telecom systems*
- [244] NORSOK T-100:2010, *Telecom subsystems*
- [245] NORSOK U-100:2015, *Manned underwater operaci6ns*
- [246] NORSOK Z-008: 2011, *Risk based maintenance and consequence classification*
- [247] NORSOK Z-013:2010, *Risk and emergency preparedness assessment*
- [248] DNV OS-F101:2013, *Submarine Pipeline Systems*
- [249] DNV RP-F116:2015, *Integrity Management of Submarine Pipeline Systems*
- [250] DNV-OS-E406:2010, *Design of Free Fall Lifeboats*
- [251] ASME B31.3-2014, *Process Piping*
- [252] ASME B16.34-2013, *Valves - Flanged, Threaded and Welding End*
- [253] ASME: BPVC Section VIII-Rules for Construction of Pressure Vessels Division 1
- [254] ASME: BPVC Section VIII-Rules for Construction of Pressure Vessels Division 2 - Alternative Rules
- [255] BS 4778-3.1:1991, *Quality vocabulary. Availability, reliability and maintainability terms. Guide to concepts and related definitions*
- [256] BS 4999-140:1987, *General requirements for rotating electrical machines Part 140. Voltage regulation and parallel operation of A.C. synchronous generators*
- [257] CAN/CSA C88-M, *Power Transformers and Reactors*
- [258] CSA FT4, *Vertical Flame Test — Cables in Cable Trays*
- [259] CAN/CSA C68.3-97, *Shielded and Concentric Neutral Power Cables Rated 5-46 kV (Incluye GI #2, #3, y Actualizaciones #4 y #5)*
- [260] FCC 47CFR15, *Utility-Type Battery Chargers NEMA PE 5 Radio Frequency Devices*

- [261] ICEA S-93-639-2000, *International safety guide for oil tankers and terminals Quality management and quality assurance standards, Part1 – Part 4 ISO 9000 series 5-46 kV shielded power cable for use in the transmission and distribution of electric energy*
- [262] IEEE 1202-2006, *IEEE Standard for Flame-Propagation Testing of Wire & Cable*
- [263] IEEE C37.012-2014, *IEEE Guide for the Application of Capacitance Current Switching for AC High-Voltage Circuit Breakers Above 1000 V*
- [264] IEEE C37.101-2006, *IEEE Guide for Generator Ground Protection*
- [265] IEEE C37.102-2007, *IEEE Guide for AC Generator Protection*
- [266] IEEE C37.13.1-2006, *IEEE Standard for Definite Purpose Switching Devices for Use in Metal-Enclosed Low-Voltage Power Circuit Breaker Switchgear*
- [267] IEEE C37.20.7-2007, *IEEE Guide for Testing Metal-Enclosed Switchgear Rated Up to 38 kV for Internal Arcing Faults*
- [268] IEEE C37.20.7-2007/Cor 1-2010, *IEEE Guide for Testing Metal-Enclosed Switchgear Rated up to 38kV for Internal Arcing Faults Corrigendum 1*
- [269] IEEE C57.12.10-2010, *IEEE Standard Requirements for Liquid-Immersed Power Transformers*
- [270] IEEE 1566-2005, *IEEE Standard for Performance of Adjustable Speed AC Drives Rated 375 kW and Larger*
- [271] IEEE C57.18.10-1998, *IEEE Standard Practices and Requirements for Semiconductor Power Rectifier Transformers*
- [272] NEMA 20C, *Cable tray systems*
- [273] NEMA MG 1, *Motors and generators*
- [274] NEMA PE 1, *Uninterruptible Power Systems (UPS) — Specification and Performance Verification*
- [275] NEMA PE 5, *Utility Type Battery Chargers*
- [276] NEMA PE 7, *Communication Type Battery Chargers*
- [277] NEMA VE-1, *Metal cable tray systems*
- [278] NEMA VE-2, *Cable tray Montage guidelines*
- [279] NFPA 13: *Standard for the Montage of Sprinkler Systems. National Fire Protection Association, NFPA.*
- [280] NFPA 15: *Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection. National Fire Protection Association, NFPA.*
- [281] NFPA 16: *Standard for the Montage of Foam-Water Sprinkler and Foam-Water Spray Systems. National Fire Protection Association, NFPA.*
- [282] UL 1072, *UL standard for safety medium-voltage power cables*
- [283] UL 1277, *UL standard for safety electrical power and control tray cables with optional optical-fiber members*
- [284] UL 1569, *UL standard for safety metal-clad cables*
- [285] UL 2225, *UL standard for safety cables and cable-fittings for use in hazardous (classified) locations*
- [286] UL 2250, *UL standard for safety instrumentation tray cable*

- [287] IMO/COMSAR/Circ.32, Harmonization of GMDSS requirements for radio installations on board SOLAS ships, 2004
- [288] IMO. SOLAS. International Convention for the Safety of Life at Sea (SOLAS), 1974
- [289] IMO, SOLAS. MSC.48 (66): Life saving appliances code, 2010.
- [290] IMO, SOLAS. MSC.81 (70): Testing and evaluation of life saving appliances, 2010.
- [291] MIL-STD-1629A, Procedures for performing FMEA-analysis, 1980
- [292] SAE JA1011:1999, *Evaluation Criteria for RCM Processes*
- [293] SAE JA1012:2002, *A Guide to the Reliability Centered Maintenance (RCM) Standard*
- [294] Ascher H., & Feingold H. Repairable Systems Reliability. Marcel Dekker, Nueva York, 1984
- [295] Cooke R.M. Experts in Uncertainty: Expert Opinion and Subjective Probability in Science. Oxford University Press, 1992
- [296] Georgin J.P., & Signoret J.P. The maximum likelihood estimate from a confidence level point of view – Proposition for an improved one. Reliab. Eng. 1981, **2** pp. 259–269
- [297] Hernu M. Using benchmark data effectively, NPRA Maintenance conference May 2000 (Austin TX)
- [298] Kirwan B. A guide to practical human reliability assessment. Taylor & Francis, Reino Unido, 1994
- [299] Martz H.F., & Waller R.A. Bayesian Reliability and Analysis. John Wiley & Sons, 1982
- [300] Moore-Ede M. The definition of human fatigue, white paper, Circadian Information Limited Partnership, 2009.
- [301] NPRA Maintenance Conference 2002, Identifying and implementing improvement opportunities, through benchmarking, Workshop MC-02-88
- [302] OREDA® (Offshore and Onshore Reliability Data): Joint oil and gas industry project for collection of equipment reliability maintenance data
- [303] Reason J. Human Error. Cambridge University Press, UK, 1990
- [304] Selvik J.T., & Aven T. A framework for reliability and risk centered maintenance. Reliab. Eng. Syst. Saf. 2011, **96** (2) pp. 324–331
- [305] SEVESO III directive: The European Parliament and the Council of the European Union, Directive 2012/18/EU of the European Parliament and the Council of 4 July 2012 on the control of major- accident hazards involving dangerous substances, amending and subsequently repealing Council Directive 96/82/EC.
- [306] SINTEF and NTNU, Offshore and Onshore Reliability Data Handbook, Volúmenes I & II, ed. 6, abril de 2015
- [307] The Norwegian Oil and Gas Association, 070 - Norwegian Oil and Gas Recommended Guidelines for Application of IEC 61508 and IEC 61511 in the Norwegian Petroleum Industry, Borrador, 26 de febrero 2016
- [308] van Noortwijk J.M., Dekker R., Cooke M., Mazzucchi T.A Expert judgment in mantenimiento optimization. IEEE Trans. Reliab. 1992, **41** (3) pp. 427–432
- [309] WELLMASTER®: Joint oil and gas industry project for collection of well completion reliability and maintenance data

Instituto Británico de Estándares (BSI)

BSI es la entidad nacional responsable de preparar los Estándares Británicos y otras publicaciones, información y servicios relacionadas a estándares.

BSI está incorporado bajo Decreto Real. Los Estándares Británicos y otros productos de estandarización son publicados por BSI Standards Limited.

Acerca de nosotros

Aggrupamos las empresas, la industria, el gobierno, los consumidores, innovadores y otros para transformar su experiencia y conocimientos combinados en soluciones basadas en estándares.

Los conocimientos contenidos en nuestros estándares han sido cuidadosamente recopilados dentro de un formato fiable y refinados a través de nuestro proceso de consulta abierta. Las organizaciones de diferentes tamaños a través de todos los sectores eligen los estándares para ayudarles a alcanzar sus objetivos.

Información de estándares

Le proporcionamos los conocimientos que su organización necesita para tener éxito. Conozca más de British Standards al visitar nuestro sitio web bsigroup.com/standards o contactarse con nuestro equipo de Servicio al Cliente o nuestro Centro de Conocimientos.

Adquisición de estándares

Puede comprar y descargar versiones en PDF de las publicaciones de BSI, incluyendo los Estándares Británicos y estándares europeos e internacionales adoptados, desde nuestro sitio web en bsigroup.com/shop, donde también podrá comprar copias físicas.

Si necesita obtener estándares internacionales y extranjeras desde otras Organizaciones de Desarrollo de Estándares, puede solicitar copias físicas desde nuestro equipo de Servicio al Cliente.

Derecho de reproducción en publicaciones de BSI

Todos los contenidos de las publicaciones de BSI, incluyendo los Estándares Británicos, es de propiedad y derecho de reproducción de BSI u otra persona o entidad que tenga la propiedad del derecho de reproducción de la información utilizada (tal como los organismos internacionales de estandarización) y que ha autorizado formalmente a BSI a publicar y utilizar dicha información bajo licencia.

Excepto por las provisiones a continuación, usted no debe transferir, compartir o diseminar ninguna parte de este estándar a otra persona. No está permitido adaptar, distribuir, explotar comercialmente ni exhibir públicamente este estándar o ninguna porción de ello de ninguna manera salvo por consentimiento anterior escrito de BSI.

Almacenamiento y uso de documentos

Estándares adquiridos en formato digital:

- Un Estándar Británico adquirido en formato digital está bajo licencia para un solo usuario nombrado o para el uso interno de una empresa.
- Este estándar puede ser almacenado en más de un dispositivo siempre que sea accesible sólo al usuario nombrado, y que se acceda a una sola copia a la vez.
- Una sola copia impresa se puede imprimir a la vez para el uso personal o interno en una empresa.

Estándares adquiridos en formato físico:

- Un Estándar Británico adquirido en copia física es sólo para el uso personal o interno de una empresa.
- No puede reproducirse – en ningún formato – para crear una copia adicional. Esto incluye escanear el documento.

Si necesita más de 1 copia de este documento, o si desea compartir el documento en una red interna, puede ahorrar dinero al elegir un producto de suscripción (véase 'Suscripciones').

Reproducción de extractos

Para obtener autorización para reproducir el contenido de BSI publicaciones, contáctese con el equipo de Derecho de Reproducción y Licencia de BSI.

Suscripciones

Nuestro rango de servicios de suscripción está diseñado para facilitar el uso de los estándares. Para mayor información acerca de nuestros productos de suscripción, visite bsigroup.com/subscriptions.

Con **British Standards Online (BSOL)** tendrá acceso instantáneo a más de 55.000 estándares británicos y europeos e internacionales adoptados desde su computador de escritorio.

Está disponible 24/7 y se actualiza diariamente para que siempre esté al día. Puede mantenerse en contacto con la evolución de los estándares y recibir descuentos sustanciales en el precio de compra de los estándares, tanto en copia única como en formato de suscripción, al convertirse en un **Miembro suscriptor BSI**.

PLUS es un servicio de actualización exclusivo a los Miembros Suscriptores de BSI. Recibirá automáticamente la última copia física de los estándares cuando éstos se revisen o se reemplacen.

Para saber más de cómo convertirse en Miembro Suscriptor BSI y los beneficios de la membresía, visite bsigroup.com/shop.

Con una **Licencia de Red Multi Usuario (MUNL)** podrá almacenar las publicaciones de estándares en su intranet. Las licencias pueden cubrir la cantidad de usuarios que usted elija. Con actualizaciones suministradas tan pronto estén disponibles, puede estar seguro de que su documentación esté al día. Para mayor información, comuníquese vía email con subscriptions@bsigroup.com.

Revisiones

Nuestros Estándares Británicos y otras publicaciones se actualizan por enmienda o revisión.

Mejoramos de manera continua la calidad de nuestros productos y servicios para el beneficio de su empresa. Si encuentra alguna inexactitud o ambigüedad dentro de un Estándar Británico o cualquier otra publicación de BSI, sírvase informar al Centro de Conocimientos.

Contactos Útiles

Servicio al cliente

Tel: +44 345 086 9001

Email (solicitudes): orders@bsigroup.com

Email (consultas): cservices@bsigroup.com

Suscripciones

Tel: +44 345 086 9001

Email: subscriptions@bsigroup.com

Centro de conocimientos

Tel: +44 20 8996 7004

Email: knowledgecentre@bsigroup.com

Derecho de reproducción y licencias

Tel: +44 20 8996 7070

Email: copyright@bsigroup.com

Casa matriz del grupo BSI

389 Chiswick High Road London W4 4AL UK

EAM

Enterprise Asset Management

مدیریت دارایی های سازمان

CMMS

Computerized Maintenance Management System

سیستم مکانیزه مدیریت نگهداری و تعمیرات

MKMS

Maintenance Knowledge Management System

سیستم مدیریت دانش نگهداری و تعمیرات

نرم افزار مدیریت دارایی های سازمان EAM مبتنی بر مدیریت دانش نگهداری و تعمیرات تجهیزات MKMS
براساس استاندارد ISO 55001 و ISO 14224 و استقرار آن مبتنی بر مدل Step Modules Model

بزرگ ترین خطر در هنگام تغییر، خود تغییر نیست، بلکه عمل کردن با منطق دیروز است! "پیتر دراگر"



- ارزیابی (ممیزی) مدیریت دارایی های فیزیکی و سیستم نگهداری و تعمیرات
- مشاوره و طرح ریزی فرآیندها و سیستم مدیریت نگهداری و تعمیرات
- برگزاری کلاس های آموزش سیستم مدیریت نگهداری و تعمیرات
- طرح ریزی شاخص های کلیدی عملکرد فرآیندهای نگهداری و تعمیرات

مدل تعالی مدیریت دانش نگهداری و تعمیرات صنایع ایرانی iMKMS



مشاوران تدبیرپرداز آویژه (سهامی خاص)
عضو رسمی انجمن مشاوران مدیریت ایران (IMCA)
مشهد - بلوار معلم بین معلم ۱۲ و ۱۴ پلاک ۲۹۰ کدپستی ۹۱۸۸۸۶۶۶۱۳
تلفن ۰۵۱-۳۶۰۹۷۲۴۴ فاکس ۰۵۱-۳۶۰۹۷۲۴۳
www.mtpa.ir info@mtpa.ir
نت بهره ور فراگیر www.iranipm.ir
نرم افزار نگهداری و تعمیرات www.cmms.ir
مدیریت دانش نگهداری و تعمیرات www.mkms.ir

مدیرعامل - نامرجلالی ۰۹۱۵ ۳۱۶ ۳۳۹۳
مدیر فناوری اطلاعات - مهدی محمدی ۰۹۱۵ ۵۲۱ ۴۸۴۰
مدیر مهندسی - بهزاد غلامزاده ۰۹۱۵ ۱۰۲ ۵۵۷۲





نقشه راه استقرار نرم افزار مدیریت دارایی های فیزیکی سازمان

Road Map of Implementation EAM – CMMS – MKMS



ترتیب مراحل پیاده سازی ماژول های نرم افزار براساس مدل Step Modules