

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**PROYECTO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PARA
UNA EMBARCACIÓN AUXILIAR DE 8 METROS PARA
PESCA DE CERCO INDUSTRIAL.**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO NAVAL**

RAUL ANTONIO DUEÑAS VILLANUEVA

PROMOCION 2008-II

LIMA-PERU

2014

DEDICATORIA

Quiero dedicarle este trabajo a mi familia por apoyarme en alcanzar mis objetivos y darme fuerzas en los momentos de debilidad, ya que sin ello no tendría un soporte en mi vida.

CONTENIDO

PROLOGO	10
----------------------	-----------

CAPÍTULO I

INTRODUCCION	11
---------------------------	-----------

1.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	11
1.2. OBJETIVO GENERAL.....	12
1.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	12
1.4. JUSTIFICACIÓN	13
1.5. ALCANCES	13

CAPITULO II

DESCRIPCION GENERAL	14
----------------------------------	-----------

2.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	14
2.2. ACTIVIDAD DE PESCA POR CERCO CON EMBARCACIONES AUXILIARES	19
2.3. PESCA POR CERCO CON EMBARCACIONES AUXILIARES.....	21
2.4. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO	22

CAPÍTULO III

MARCO TEORICO	25
----------------------------	-----------

3.1. MANTENIMIENTO	25
3.2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO	27
3.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO	29
3.4. ESTRUCTURA JERÁRQUICA DE EQUIPOS DE LAS EMBARCACIONES AUXILIARES 30	
3.5. DISPONIBILIDAD DE LAS EMBARCACIONES	32
3.6. CRITICIDAD DE LOS EQUIPOS DE LAS EMBARCACIONES AUXILIARES	33

3.7.	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE UNA EMBARACACION AUXILIAR DE PESCA.....	33
3.8.	CICLO DE VIDA DE UNA EMBARACACION DE PESCA AUXILIAR	33

CAPÍTULO IV

DESARROLLO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO 34

4.1.	JERARQUIZACIÓN DE EQUIPOS.....	34
4.1.1.	Listado De Equipos.....	34
4.1.2.	Agrupación De Sistemas.....	41
4.2.	REVISION DE HISTORICO DE FALLAS.....	47
4.3.	ESTABLECIMIENTO DE CICLOS DE MANTENIMIENTO.....	48
4.3.1.	En Temporada De Veda	48
4.3.2.	Mantenimiento En Operación	56
4.4.	ANALISIS DE COSTOS	61
	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	64

CONCLUSIONES.....66

RECOMENDACIONES.....68

BIBLIOGRAFÍA.....69

APENDICE.....70

LISTADO DE TABLAS

CAPITULO I

Tabla N° 1. 1: Antigüedad de las E/P de cerco 2010.....	17
---	----

CAPITULO IV

Tabla 4. 1: Datos de embarcación referente.....	49
Tabla 4. 2: Áreas para arenado de embarcación	49
Tabla 4. 3: Programa de Mantenimiento de caja reductora por Horas.....	53
Tabla 4. 4: Plan de Mantenimiento a 6 meses Propulsión y Gobierno	54
Tabla 4. 5: Plan de Mantenimiento a 12 meses Propulsión y Gobierno	54
Tabla 4. 6: Plan de Mantenimiento a 24 meses Propulsión y Gobierno	55
Tabla 4. 7: Plan de Mantenimiento a 48 meses Propulsión y Gobierno	55
Tabla 4. 8: Plan de mantenimiento eléctrico.....	56
Tabla 4. 9: Cuadro de servicios por Horas del Motor	56
Tabla 4. 10: Actividades en motor a 250 horas.....	57
Tabla 4. 11: Actividades en motor a 500 horas.....	57

Tabla 4. 12: Actividades en motor a 1000 horas.....	57
Tabla 4. 13Actividades en motor a 2000 horas.....	58
Tabla 4. 14: Actividades en motor a 4000 horas.....	58
Tabla 4. 15: Actividades en motor a 6000 horas.....	58
Tabla 4. 16: actividades en motor a 12000 horas.....	59
Tabla 4. 17: Costo bomba de agua.....	61
Tabla 4. 18: Repuestos de Culata Motor.....	62
Tabla 4. 19: Costo de Arenado Comercial, según Especificaciones de Tabla N° 3.0	62
Tabla 4. 20: Costo de reparación de arrancador.....	63
Tabla 4. 21 : Plan de mantenimiento preventivo.....	64
Tabla 4. 22: análisis de perdidas con mantenimiento preventivo	66

LISTADO DE ILUSTRACIONES

CAPITULO I

- Figura 1. 1: Embarcación pesquera con embarcación auxiliar en la popa, Fuente:
elaboración propia 15
- Figura 1. 2: Embarcación auxiliar en Tierra finalizando trabajos de pintura, Fuente:
elaboración propia..... 16

CAPITULO II

- Figura 2. 1: Captura de Anchoqueta, Fuente LaRepublica.pe. [3].....20
- Figura 2. 2Captura de Anchoqueta por años, Fuente IMARPE. [4]21
- Figura 2. 3Pesca por Cerco, Fuente LaRepublica.pe. [3]22
- Figura 2. 4Diagrama de proceso productivo, Fuente: elaboración propia.23
- Figura 2. 5Embarcación auxiliar en maniobra de pesca, Fuente : Elaboración Propia...24

CAPITULO IV

- Figura 3. 1 Evolución del mantenimiento, Fuente: Mantenimiento Centrado en la
confiabilidad II.26

Figura 3. 2 Estrategias de mantenimiento, Fuente: Manual del Ingeniero de Mantenimiento	27
---	----

Figura 3. 4 Estructura Jerárquica, Fuente: elaboración propia.....	32
--	----

CAPITULO IV

Figura 4. 1 Proa de una embarcación Auxiliar, Fuente: elaboración propia.....	37
---	----

Figura 4. 2 Eje de Propulsión, Fuente: elaboración propia.....	38
--	----

Figura 4. 3 Silenciador con protector de fibra de vidrio, Fuente: elaboración propia. ...	38
---	----

Figura 4. 4 Alternador de Motor, Fuente: elaboración propia.	39
---	----

Figura 4. 5 Servo de dirección, Fuente: elaboración propia.	39
--	----

Figura 4. 6 Parte posterior inferior de la Embarcación Auxiliar, Fuente: elaboración propia.....	40
--	----

Figura 4. 7 Sirena de Embarcación Auxiliar, Fuente: elaboración propia.....	40
---	----

Figura 4. 8 Compartimiento del pistón de pala, Fuente: elaboración propia.	41
---	----

Figura 4. 9 Estructura jerárquica, dividido hasta Sub sistemas, Fuente: elaboración propia.....	42
---	----

Figura 4. 10 Estructura jerárquica, Desglose del sistema Casco en Ítems Mantenibles, Fuente: elaboración propia.....	43
Figura 4. 11 Estructura jerárquica, Desglose del sistema Motor en Ítems Mantenibles, Fuente: elaboración propia.....	44
Figura 4. 12 Estructura jerárquica, Desglose del sistema Propulsión y Gobierno en Ítems Mantenibles, Fuente: elaboración propia.	45
Figura 4.13 Estructura jerárquica, Desglose del sistema Eléctrico en Ítems Mantenibles, Fuente: elaboración propia.....	46
Figura 4. 14 Pareto de fallas por sistemas, Fuente: elaboración propia.....	47
Figura 4. 15 Fallas más significativas en Casco, Fuente: elaboración propia.....	47
Figura 4. 16 Montaje de Motor con grúa, Fuente: Elaboración propia.....	60
Figura 4. 17 Colocación de Motor, Fuente: Elaboración propia.....	61

PROLOGO

El presente trabajo describe el procedimiento para establecer un plan de mantenimiento preventivo para embarcaciones auxiliares de acero naval para pesca de cerco industrial.

Se describirá la situación actual de la pesca por cerco, en referencia de las embarcaciones auxiliares de acero naval usadas en las maniobras de pesca así como el impacto que tiene la pérdida de disponibilidad de estas embarcaciones auxiliares.

En este trabajo se describen las etapas de jerarquización del equipo, establecimiento de los ciclos de mantenimiento preventivo, así como un análisis económico del plan de mantenimiento propuesto.

La realización del análisis se llevó a cabo en una embarcación auxiliar de acero naval de 8 metros de eslora.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Este informe tiene el objetivo de diseñar un plan de mantenimiento preventivo para una embarcación auxiliar de acero naval, comúnmente llamada “**Panga**”, de ocho metros usado en la pesca de cerco industrial, ya que no se cuenta formalmente con un referente de las actividades que deben realizarse y los ciclos correspondientes a fin de preservar el ciclo de vida de esta embarcación.

Las embarcaciones auxiliares tiene por finalidad el apoyo en las acciones de pesca, al servir como pivote para extender la red de pesca, esta práctica es común a lo largo de la costa peruana para la pesca de anchoveta, materia prima de la harina de pescado, además durante la época de veda estas embarcaciones e utilizan para el traslado de personal y materiales a las diferentes embarcaciones acoderadas en la costa peruana.

1.2. OBJETIVO GENERAL

- El objetivo general de este trabajo es diseñar un plan de mantenimiento preventivo para embarcaciones auxiliares de acero naval de 8 metros de pesca para cerco industrial a fin de disminuir las pérdidas por baja disponibilidad.

Para el logro de este objetivo se realizarán revisiones manuales de proveedores, documentos de certificadoras e histórico de fallas.

Al término de este informe se establecerá la entrega del plan de Mantenimiento.

1.3.OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Los objetivos específicos para la realización de este trabajo son los siguientes:

- Jerarquización de equipos: es identificar cada sistema y sub sistemas hasta llegar a los componentes que serán afectos a mantenimiento.
- Revisión de históricos de fallas: es la revisión de las fallas que se han presentado en el activo durante su periodo de trabajo a manera de verificar que existan fallas que deban ser incluidas en el plan de mantenimiento.
- Establecimiento de ciclos de mantenimiento: el objetivo es establecer las tareas de acuerdo a un ciclo determinado, ya sea por tiempo o por horas de funcionamiento.

1.4. JUSTIFICACIÓN

El diseño de un plan de mantenimiento para embarcaciones auxiliares de acero naval será un referente formal de las actividades que deberán seguirse y gestionarse para mantener la disponibilidad y asegurar la confiabilidad del activo, esto indica que es una **justificación administrativa**, a fin disminuir el impacto operativo que involucra esta paralización o pérdida de alguna condición operativa.

1.5. ALCANCES

El alcance de este trabajo comprende el diseño de un plan de mantenimiento preventivo para embarcaciones auxiliares de 8 metros de aceros navales o también denominados coloquialmente “pangas”, esto abarcara desde la identificación de los sistemas que componen la embarcación auxiliar hasta los componentes de los equipos que permiten el funcionamiento de la embarcación, la definición de las actividades a realizar y el establecimiento de los ciclos a fin de lograr mantener la disponibilidad.

Estos objetivos se lograrán a con la aplicación de normas de mantenimiento como la Norma ISO 14224 que nos da un lineamiento para realizar la estructuración de nuestra embarcación de acuerdo a la criticidad de cada sistema como lo es casco, motor, gobierno, propulsión, así mismo tomaremos como referente a los manuales de fabricación y la experiencia del personal que tiene contacto diario con las embarcaciones teniendo como referente las normas de las casas clasificadoras navales a fin de mantener la disponibilidad de estas embarcaciones.

CAPITULO II

DESCRIPCION GENERAL

2.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Usualmente se establecen los planes de mantenimiento para embarcaciones de pesca y como adición se realizan las actividades para el mantenimiento de las embarcaciones auxiliares según el criterio de los planificadores de estas actividades no tiene una línea base para poder realizar seguimientos , análisis o mejoras de laas embarcaciones ,dejando mucho a la experiencia o ha hábitos de mantenimiento ya realizados,, dejando en segundo plano la importancia de tales actividades , esto se vuelve más crítico cuando ingres un nuevo personal a ver el mantenimiento de estas embarcaciones auxiliares , ya que no tiene una línea base para iniciar trabajos , dando como resultado que se generen trabajos a criterio de diferentes personas , de manera empírica, dejando de lado la ingeniería y el análisis de las actividades que se establecen.

Se ha centrado todo el trabajo de mantenimiento de las empresas pesqueras en los buques de pesca, pero en cuanto a las embarcaciones auxiliares (fig. 1.1) se ha descuidado el tema del mantenimiento, en muchos casos se hace un seguimiento minucioso al casco de las embarcaciones auxiliares (fig. 1.2) dejando el resto de sistemas a criterio de cada encargado del mantenimiento, siendo este tema un anexo y dejado a responsabilidad de los supervisores o siendo verificado en forma manual por las áreas de planificación, muchas veces cuando uno inicia actividades en el campo el mantenimiento se encuentra con la problemática que no existe un referente o un plan de mantenimiento que nos dé una línea base para iniciar los trabajos que requiere la embarcación auxiliar, siendo esto muy común en el ámbito naval.



Figura 1. 1: Embarcación pesquera con embarcación auxiliar en la popa, Fuente: elaboración propia.

Actualmente las embarcaciones auxiliares tiene un mercado y una demanda debido a su propia importancia en la actividad pesquera , lo que queda por realizar es la formalización y sistematización de las actividades así como un seguimiento más profundo de su comportamiento a fin de realizar una gestión de mantenimiento más adecuada a su importancia.



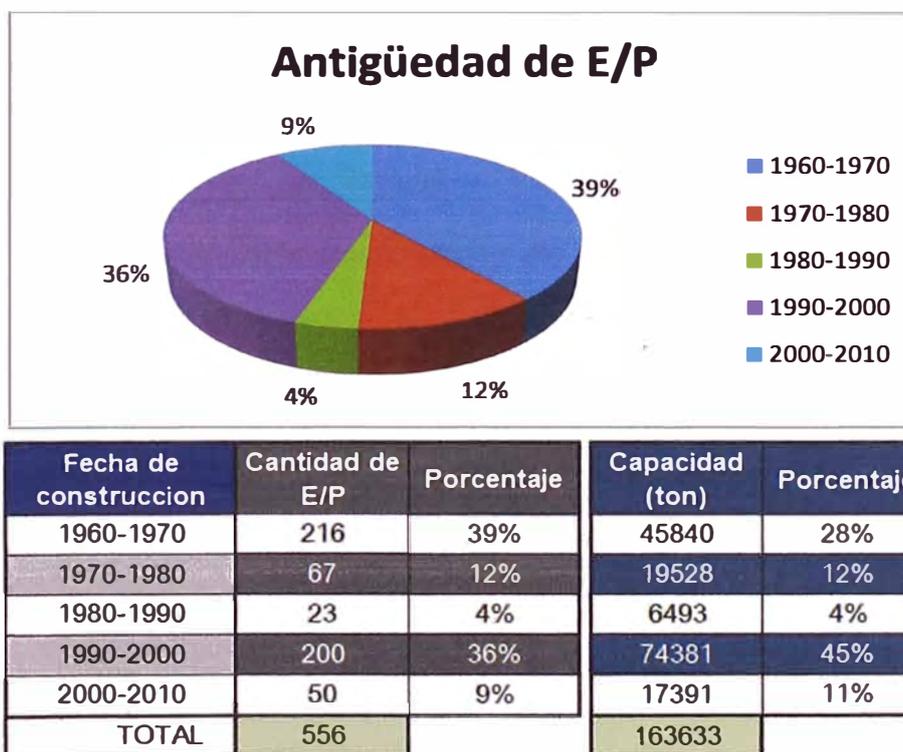
Figura 1. 2: Embarcación auxiliar en Tierra finalizando trabajos de pintura, Fuente: elaboración propia.

La falla de una panga que afecte su disponibilidad se refleja en un día de retraso en la pesca, fallando sobre todo en su estructura se pueden verificar en un plano de estructuras los componentes inferiores que son más sensibles a los daños (**ver apéndice 1**), usando una panga de remplazo, para que la embarcación opere dentro de la temporada de pesca que en promedio es dos meses y medio a 3 meses.

La finalidad a largo plazo es que aumente la disponibilidad y mejore la confiabilidad de estas embarcaciones.

En la Tabla N° 1.0 podemos notar que de un total de 556 embarcaciones pesqueras con arte de pesca tipo cerco fabricadas en acero que existen en la actualidad todas estas embarcaciones cuentan con embarcaciones auxiliares , en igual magnitud que embarcaciones de pesca principal, más de la mitad (283 Embarcaciones) superan los 30 años de haber sido construidas, lo cual refleja la antigüedad de nuestra flota pesquera y en cada una de estas embarcaciones se cuenta con una embarcación auxiliar..

Tabla 1. 1: Antigüedad de las E/P de cerco 2010



Fuente: "Informe de suficiencia de transformación de una embarcación pesquera de cerco de 23 metros de eslora a una embarcación destinada al servicio auxiliar en bahía" [1]

Según La Ley de Límites Máximos de Captura por Embarcación (LMCE), es un mecanismo de ordenamiento pesquero implementado en la pesca industrial anchovetera mediante el D.L. N° 1084, emitida por el Ministerio de la Producción el 11 de Noviembre del año 2008 ,en cada año se determinarían 2 temporadas por año, y es por ello que si una panga falla, la coordinación para su reposición en la lancha hace perder el día de trabajo, siendo que una lancha de 500 ton completa su cuota en 4 días se estarían perdiendo 125 ton de pescado y por tanto su producción referido a ese día se estaría dejando de capturar, por tanto ya no tendríamos 60 días de trabajo si no 59 días.

Actualmente en la mayoría de empresas pesqueras no se cuentan con planes de mantenimiento establecidos para sus activos, y mucho menos las embarcaciones auxiliares de pesca , estas son llevadas al límite del funcionamiento, solo siendo atendidas en forma parcial en temas de casco y pintura, mas sus demás componentes no son revisados con una rutina establecida generando pérdida de confiabilidad durante la operación, esto se puede verificar al revisar en los sistemas de mantenimiento de las diferentes pesqueras en donde no se han cargado los planes de mantenimiento para su seguimiento y control.

Si consideramos que el precio de la anchoveta llega a costar \$ 180 dólares con una bodega de 500 toneladas se está considerando una pesca de \$90,000 esto sería el precio por captura de una embarcación de frío, en 3 días, lo que se ampliaría si su embarcación auxiliar no estuviera operativa, 1 día adicional en realizar el cambio por el

motivo que fuera y 1 día por la parada en total 2 días de paralización , teniendo pérdidas alrededor de \$ 60,000 dólares por la pérdida de disponibilidad.

Tabla 1. 2: ganancia por día,

Ganancia de Captura por día	
Costo Anchoveta para Consumo Humano	\$ 180.00
Capacidad de Bodega	\$ 500.00
Precio de Captura	\$ 90,000.00
Tiempo de Captura	3
Ganancia por Dia	\$ 30,000.00

Fuente: Runa Pesca S.A.C. [2]

2.2. ACTIVIDAD DE PESCA POR CERCO CON EMBARCACIONES AUXILIARES

La actividad pesquera peruana está tradicionalmente sustentada en los recursos pesqueros marinos pelágicos, principalmente en la anchoveta.

La pesquería industrial pelágica es la más desarrollada y la de mayor crecimiento desde los inicios de la actividad pesquera (Fig. 2.1) en la década de los 1950s. En la década de los 1960s la extracción basada en ese momento sólo en anchoveta se cuadruplicó pasando de 3,5 millones a 12 millones de toneladas bajando esta captura por motivos ambientales como el fenómeno de El Niño. En los años siguientes (1980 hacia adelante) se observó un incremento sustancial de las capturas

(fig. 2.1), llegando a 9,6 millones de toneladas de anchoveta en el 2000 y mayores a los 8,0 millones en los años 2002, 2004 y 2005.



Figura 2. 1: Captura de Anchoveta, Fuente LaRepublica.pe. [3]

El establecimiento de límites de captura para cada embarcación espera generar consecuencias positivas en la industria, entre las cuales se distinguen una mejor programación de operaciones, mayor duración de las temporadas de pesca y consiguientemente la reducción del impacto ambiental.

En este entorno se ha establecido mediante el Decreto Legislativo 1084, “Ley sobre Límites Máximos de Captura por Embarcación” un esquema regulatorio basado en la asignación de derechos individuales sobre los recursos pesqueros que apunta a racionalizar el esfuerzo pesquero (fig. 2.2).

A consecuencias del establecimiento de los límites de pesca se hace necesario contar con una buena disponibilidad cada componente de la operación de pesca , es por ello que realizar un buen mantenimiento preventivo a las embarcaciones auxiliares de

pesca es muy importante ya que cada día corresponde a millonarias pérdidas para el armador.

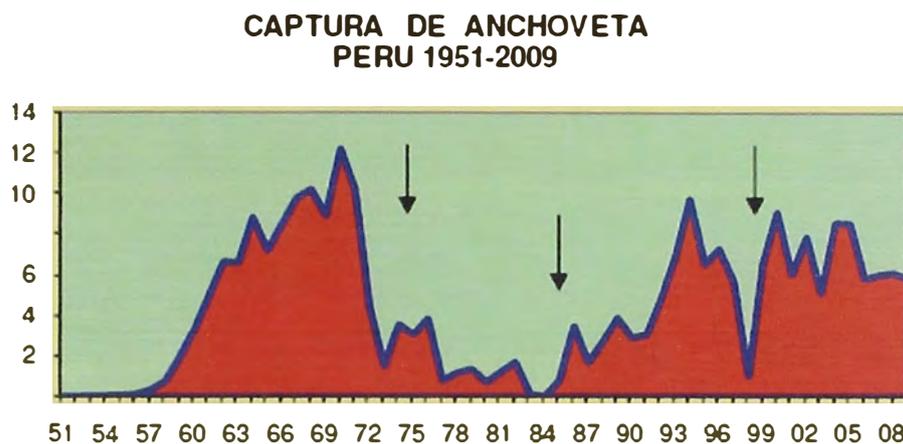


Figura 2. 2 Captura de Anchoveta por años, Fuente IMARPE. [4]

2.3. PESCA POR CERCO CON EMBARCACIONES AUXILIARES

La pesca por cerco en Perú (fig. 2.3) utiliza una embarcación auxiliar a fin de mantener la red en una posición mientras la embarcación cierra el perímetro de la zona de pesca a fin de realizar el procedimiento completo de cerco, de aquí la importancia para la pesca de esta embarcación, ya que sin ella no se podría desplegar la red.

Durante la liberación de la embarcación auxiliar, esta es sometida a múltiples esfuerzos, al ser soltada de manera violenta al mar desde la popa de la embarcación deteriorando los patines y demás componentes debido a la vibración a la que se somete



Figura 2. 3 Pesca por Cerco, Fuente LaRepublica.pe. [3]

2.4. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO

Para entender la importancia de las “pangas” en la actividad pesquera se describirá brevemente el proceso productivo de la captura de anchoveta (Fig. 2.4).



Figura 2. 4 Diagrama de proceso productivo, Fuente: elaboración propia.

La panga realizar toda la acción previa a la pesca, desplegando la red para que la embarcación rodee el cardumen.



Figura 2. 5 Embarcación auxiliar en maniobra de pesca, Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1. MANTENIMIENTO

La definición de mantenimiento es el conjunto de operaciones para que un equipamiento reúna las condiciones para el propósito para el que fue construido.

La misión principal de mantenimiento es garantizar que los equipos tengan la máxima disponibilidad cuando lo requiera el cliente o usuario. Con la máxima confiabilidad y fiabilidad, durante el tiempo solicitado para operar, esto se define en toda la evolución del mantenimiento (fig. 3.1). Con las velocidades requeridas, y las condiciones técnicas y tecnológicas exigidas previamente por el demandante, para producir bienes o servicios que satisfagan sus necesidades y tiempo solicitados, en el momento oportuno al menor costo posible. Y con los mayores índices de productividad y competitividad posibles para optimizar su rentabilidad es decir, para generar mayores ingresos.

Evolución del Mantenimiento

“Saltando a la nueva era”

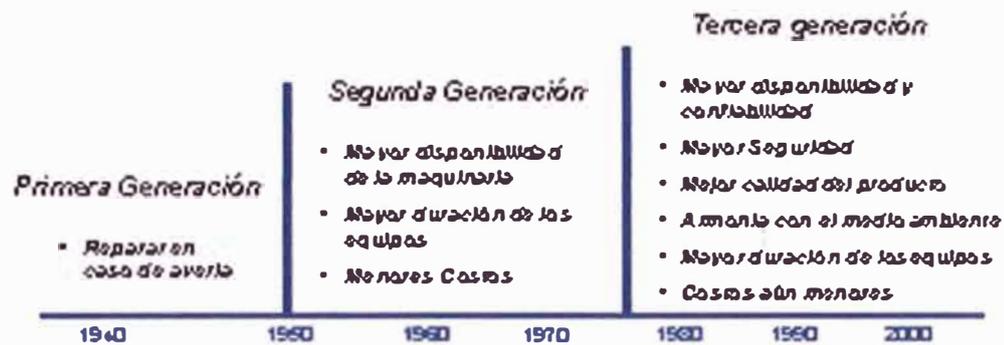


Figura 3. 1 Evolución del mantenimiento, Fuente: Mantenimiento Centrado en la confiabilidad II. [5]

El proceso de mantenimiento es el conjunto de tareas de mantenimiento realizadas por el usuario para mantener la funcionabilidad del sistema durante su vida operativa.

La tarea de mantenimiento: es el conjunto de actividades (Fig. 3.2.) que debe realizar el usuario para mantener la funcionabilidad del elemento o sistema, para ello se definen estrategias y planes de acción de mantenimiento (Fig. 3.3)

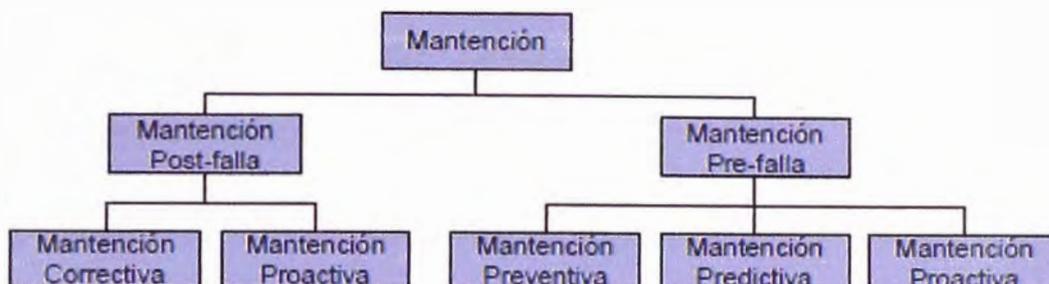


Figura 3. 2 Estrategias de mantenimiento, Fuente: Manual del Ingeniero de Mantenimiento [6]

3.2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo es la ejecución planificada de un sistema de inspecciones y cambios periódicos, cíclicos y programadas y de un servicio de trabajos de mantenimiento previsto como necesario, con el fin de disminuir los casos de emergencias y permitir un mayor tiempo de operación en forma continua, estas actividad en embarcaciones auxiliares se pueden definir en horas (horometro) o tiempo (meses, días años).

Son actividades que se han definido en base a ciclos de trabajo, para garantizar la operatividad de la lancha y evitar pérdidas de disponibilidad, estos se realiza en base a recomendación de los fabricantes de equipos o sistemas así como en normas de casas clasificadoras y analizando en forma operativa las fallas que se han podido presentar una vez iniciada la producción.

El mantenimiento preventivo se refiere a las acciones, tales como; Reemplazos, adaptaciones, restauraciones, inspecciones, evaluaciones. Hechas en períodos de tiempos por calendario o uso de los equipos.

El mantenimiento preventivo puede variar de simples rutas de lubricación o inspección hasta el más complejo sistema de monitoreo en tiempo real de las condiciones de operación de los equipos.

Los Beneficios del mantenimiento preventivo en las embarcaciones auxiliares son los siguientes:

- Reduce las fallas y tiempos muertos (incrementa la disponibilidad de las embarcaciones auxiliares): Esto afecta directamente a la operación ya que cada día de parada es dinero no producido especialmente en la temporada de pesca.
- Incrementa la vida de los equipos e instalaciones: si tiene buen cuidado con los equipos puede ayudar a incrementar su vida. Sin embargo, requiere de involucrar a todos en la idea de la prioridad ineludible de realizar y cumplir fielmente con el programa.
- Reduce los niveles del inventario: al tener un mantenimiento planeado puede reducir los niveles de existencias del almacén.

3.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Este mantenimiento también es denominado “mantenimiento reactivo”, tiene lugar luego que ocurre una falla o avería, es decir, solo actuará cuando se presenta un error en la embarcación auxiliar. En este caso si no se produce ninguna falla, el mantenimiento será nulo, por lo que se tendrá que esperar hasta que se presente el desperfecto para recién tomar medidas de corrección de errores. Este mantenimiento trae consigo las siguientes consecuencias:

- Paradas no previstas durante la pesca, disminuye las horas de parada por falla de las embarcaciones auxiliares.
- Aumenta el tiempo planificado para el llenado de las bodegas ya que se tendría que cambiar de pangas lo que mora hasta 1 día de paralización para el cambio de embarcación auxiliar.
- Presenta costos por reparación y repuestos no presupuestados, por lo que se dará el caso que por falta de recursos económicos no se podrán comprar los repuestos en el momento deseado.

La mayoría de empresas pesqueras trabajan en base a la mantenimiento correctivo en diferentes sistemas de las embarcaciones, solo atienden en la mayoría de casos al motor y al casco.

3.4. ESTRUCTURA JERÁRQUICA DE EQUIPOS DE LAS EMBARCACIONES AUXILIARES

La norma **ISO 14224 (ver apéndice 2)** nos permitirá tomar la embarcación auxiliar dividiéndola de mayor a menor jerarquía grado de detalle (sistemas y equipos):

- Clases: A partir de la estructura presentada por la norma, acorde a un orden de jerarquía, se establecen cuáles son las Clases de Equipos (siendo este el nivel más alto), se las puede asociar a Funciones; cada una en su contexto operacional, así podemos definir en el ámbito naval las siguientes clases como ejemplo:

Embarcación Auxiliar de pesca

Buque principal

Remolcador

Chata absorbente, etc

- Sistema: se considera sistema a un conjunto que realiza una Función específica, en un Servicio determinado dentro del Proceso, pudiéndose identificar una entrada y una salida. Incluyen todos los equipamientos disponibles para la Operación de los mismos y, en general, comparten muy pocas partes con otros Sistemas, en una embarcación auxiliar puede ser:

Sistema casco

Sistema motor

Sistema propulsión y gobierno, etc.

- **Sub sistema:** Son aquellos Equipos que posibilitan que el Sistema realice su función operativa y se pueden dividir por sus funciones específicas. Todo Equipo calificado como Sub Sistema que falle, afecta directamente al Sistema.
- **Ítem mantenible:** La unidad final de la división es el Ítem Mantenible (COMPONENTE), entendiendo como tal a las partes de los Equipos sobre las cuales es necesario realizar Acciones de mantenimiento, con el objeto de alcanzar la Confiabilidad deseada, aquí podemos incluir a los equipos como hélice, eje de cola, pala , motor , etc.

Las jerarquías y los diagramas de bloque funcionales son una parte importante del proceso de diseño del equipo, ya que el diseño comienza con una lista de las funciones deseadas y los diseñadores tiene que especificar un entidad (activo o sistema) que sea capaz de cumplir con cada requerimiento funcional. [7]

Es recomendable elaborar una jerarquía del equipo (Fig. 3.4.). El nivel más alto es la clase de unidad de equipo. El número de subdivisiones dependerá de la complejidad de la unidad de equipo y el uso de los datos. Los datos de confiabilidad deben relacionarse con cada nivel de subdivisión dentro de la jerarquía del equipo a fin de que tengan validez y puedan compararse. Por ejemplo, los datos de confiabilidad “clase de severidad” deben relacionarse con la unidad de equipo, mientras que la causa

de la avería debe relacionarse con el nivel más bajo en la jerarquía del equipo. Normalmente se divide en: a saber: unidad de equipo, subunidad y parte mantenible. [7]

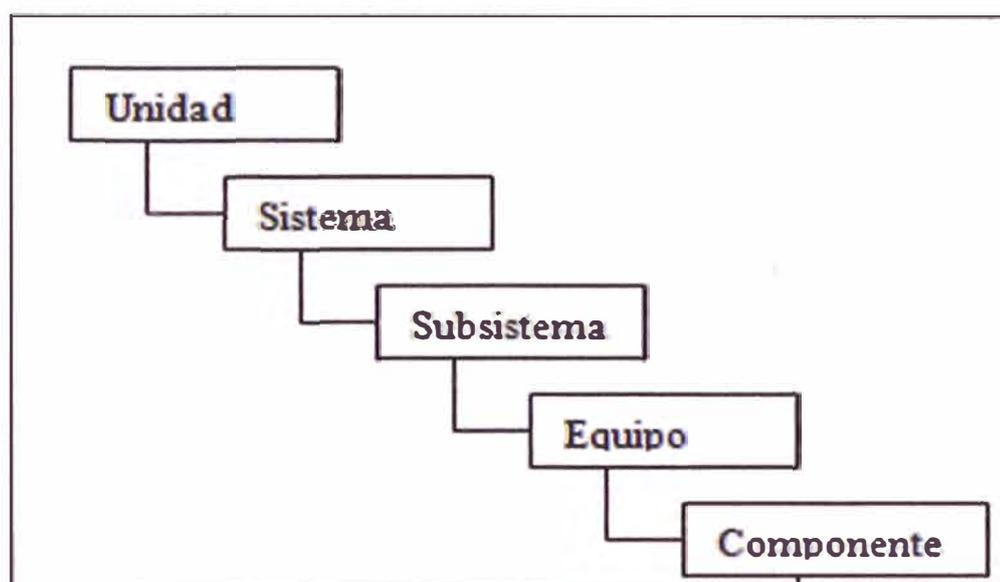


Figura 3. 3 Estructura Jerárquica, Fuente: elaboración propia.

3.5. DISPONIBILIDAD DE LAS EMBARCACIONES

Es la capacidad que tiene una embarcación de desempeñar una función requerida bajo determinadas condiciones, en un momento determinado o durante un intervalo de tiempo específico, asumiendo que existan los recursos externos requeridos.

3.6. CRITICIDAD DE LOS EQUIPOS DE LAS EMBARCACIONES AUXILIARES

El concepto de criticidad de una embarcación auxiliar es una manifestación particular del manejo del riesgo o representan diferentes vulnerabilidades para la organización (la actividad de pesca) , la criticidad usualmente incluirá , pero no está limitada , a los riesgos de fallas o de falta de desempeño de la embarcación , la criticidad también podrá considerarse el valor de la embarcación , el desempeño o la eficiencia , la flexibilidad y otras características que reflejan objetivos y valores organizacionales.

3.7. PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE UNA EMBARACACION AUXILIAR DE PESCA

Se trata de la descripción detallada de las tareas de Mantenimiento Preventivo asociadas a una embarcación auxiliar de pesca, explicando las acciones, plazos y recambios a utilizar; en general, hablamos de tareas de limpieza, comprobación, ajuste, lubricación y sustitución de piezas.

3.8. CICLO DE VIDA DE UNA EMBARACACION DE PESCA AUXILIAR

Es el intervalo de tiempo que comienza con la identificación de la necesidad de un activo y termina con la puesta fuera de servicio o de cualquier responsabilidad asociada. [8]

CAPÍTULO IV

DESARROLLO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

La solución del problema consiste en diseñar un plan de mantenimiento para embarcaciones auxiliares de acero naval.

4.1. JERARQUIZACIÓN DE EQUIPOS

4.1.1. Listado De Equipos

El primer paso para la jerarquización de equipos de la embarcación es identificar que componentes tiene este activo (**ver apéndice 3**), realizando un levantamiento de todos los elementos que componen la embarcación.



Figura 4. 1 Vista lateral izquierda de una embarcación auxiliar de pesca de cerco

Después de una revisión de una embarcación auxiliar se ha encontrado los siguientes componentes:

- Proa (Fig. 4.1)
- Popa (Fig. 4.8)
- Tanques de Flotación
- Estribor y Babor
- Patines (Fig. 4.6)

- Protector de Hélice
- Tubo de escape
- Protector de Silenciador (Fig. 4.3)
- Tanque de Combustible
- Líneas de Combustible
- Filtro de Combustible
- Bomba de Inyección
- Culata
- Monoblock
- Filtro de Aire
- Toma de Aire Admisión
- Tuberías de refrigeración
- Arrancador Neumático
- Servo de Gobierno (Fig.4.5)
- Bomba Hidráulica
- Servo de Pala
- Caja reductora
- Eje de propulsión (Fig. 4.2) (**Ver apéndice 4**)
- pala de gobierno (**Ver apéndice 5**)
- Prensa estopa
- Hélice

- Alternador (Fig. 4.4)
- Cableado
- Sirena (Fig. 4.7)
- Luces



Figura 4. 2 Proa de una embarcación Auxiliar, Fuente: elaboración propia.



Figura 4. 3 Eje de Propulsión, Fuente: elaboración propia.



Figura 4. 4 Silenciador con protector de fibra de vidrio, Fuente: elaboración propia.



Figura 4. 5 Alternador de Motor, Fuente: elaboración propia.



Figura 4. 6 Servo de dirección, Fuente: elaboración propia.



Figura 4. 7 Parte posterior inferior de la Embarcación Auxiliar, Fuente: elaboración propia.



Figura 4. 8 Sirena de Embarcación auxiliar ubicada encima del motor, Fuente: elaboración propia.



Figura 4. 9 Compartimiento del pistón de pala, Fuente: elaboración propia.

4.1.2. Agrupación De Sistemas

4.1.2.1. Estructura Jerárquica De Equipos

De acuerdo al cumplimiento de las funciones y la operatividad de los componentes se agrupo de la siguiente manera (Fig. 4.9):

Se han dividido 4 sistemas:

Sistema Casco

Sistema motor

Propulsión y gobierno

Sistema eléctrico

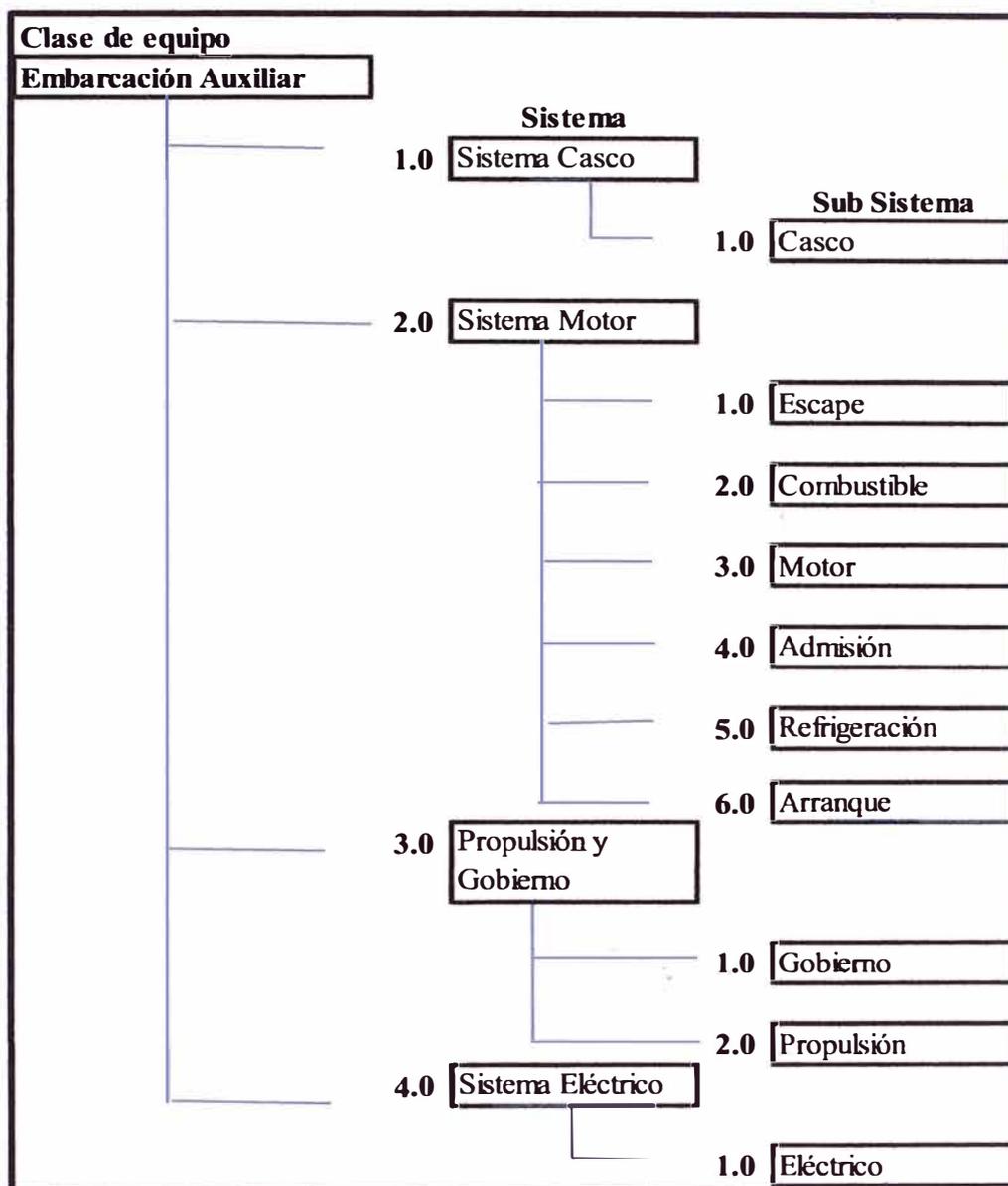


Figura 4. 10 Estructura jerárquica, dividido hasta Sub sistemas, Fuente: elaboración propia.

4.1.2.2. Sistema Casco

De acuerdo a la funcionalidad de este sistema agruparemos todos aquellos componentes estructurales que comprendan la embarcación (Fig. 4.10), así mismo estos elementos están sujetos a normativas de construcción de diferentes casas clasificadoras, lo que será un referente para la realización de su plan de mantenimiento.

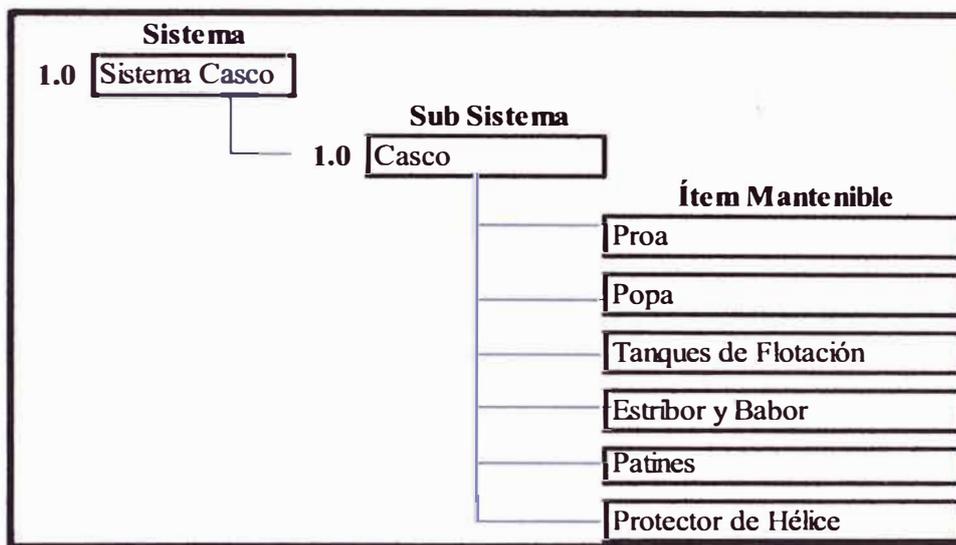


Figura 4. 11 Estructura jerárquica, Desglose del sistema Casco en Ítems Mantenibles, Fuente: elaboración propia.

4.1.2.3. Sistema Motor

Este sistema está orientado a la generación de potencia para desplazamiento de la embarcación es por ello que se ha centrado desde la alimentación de combustible hasta la salida de los gases generados por la combustión, cerrando el ciclo completo de la generación de potencia (Fig. 4.11).

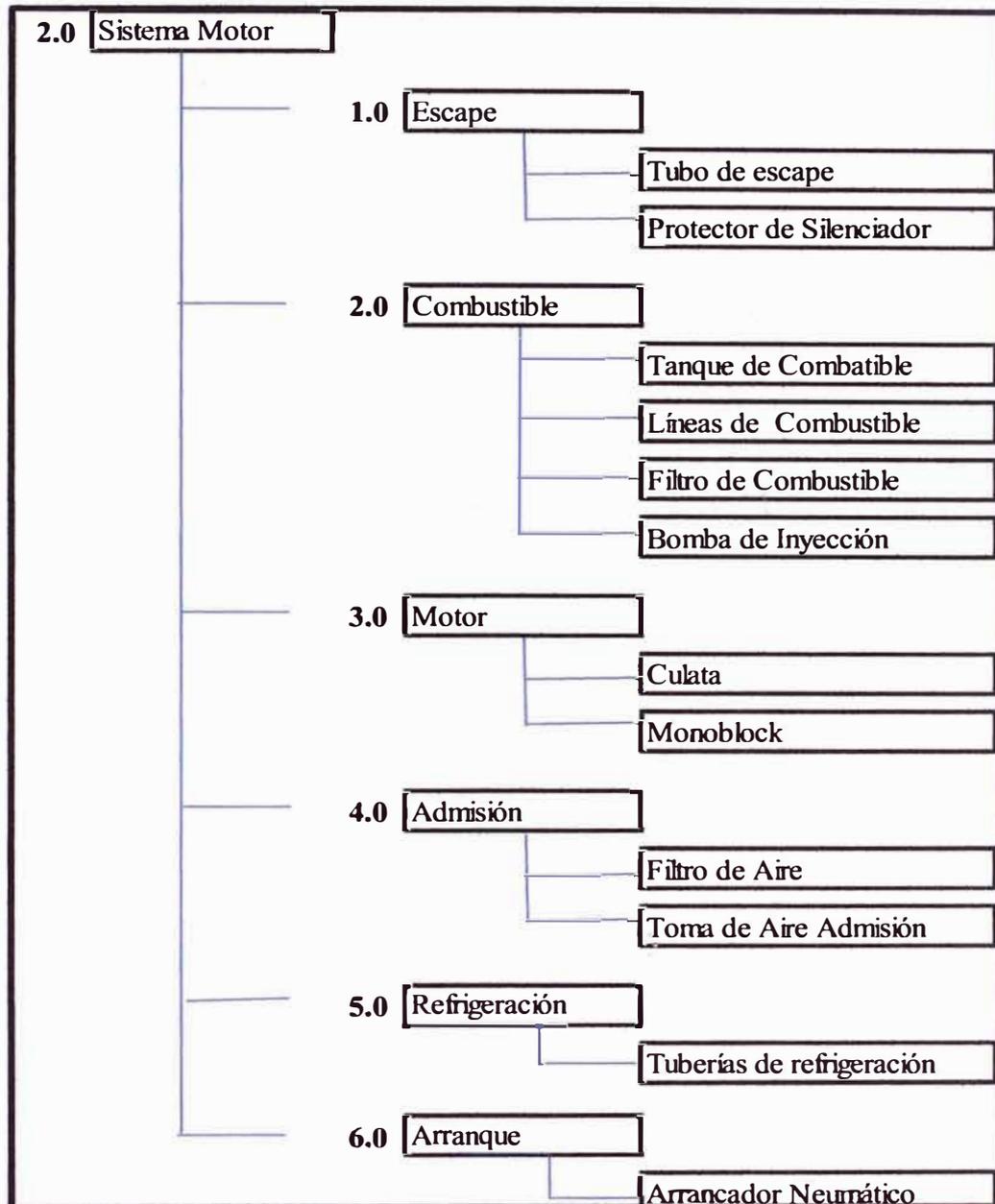


Figura 4. 12 Estructura jerárquica, Desglose del sistema Motor en Ítems Mantenibles, Fuente: elaboración propia.

4.1.2.4. Sistema Propulsión y Gobierno

Este sistema es una combinación entre estructuras y mecanismos ya definidos que deben trabajar conjuntamente con una misión, impulsar y controlar la embarcación a manera que sea rápida y segura para la actividad de navegación (Fig. 4.12).

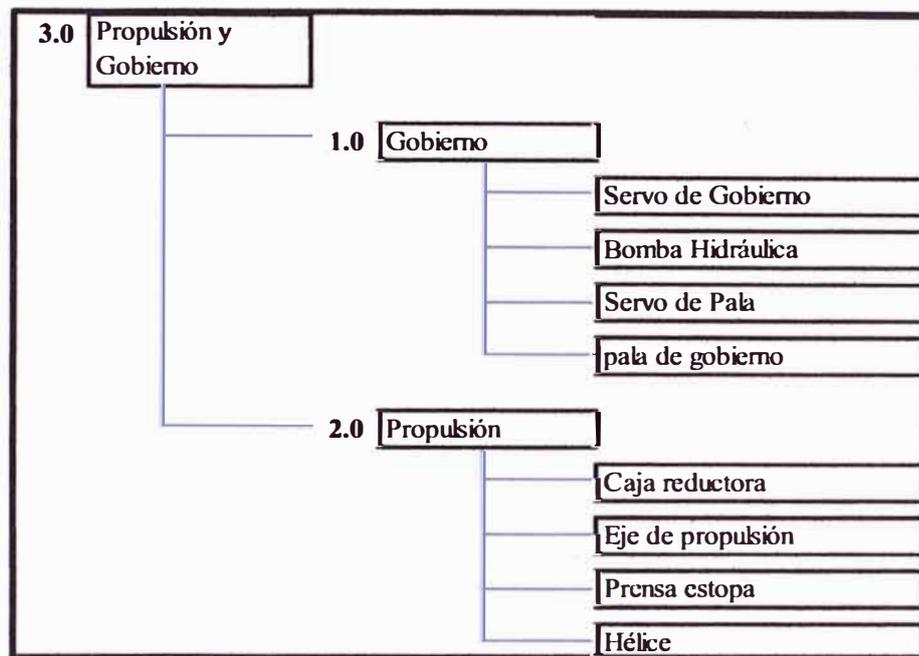


Figura 4. 13 Estructura jerárquica, Desglose del sistema Propulsión y Gobierno en Ítems Mantenibles, Fuente: elaboración propia.

4.1.2.5. Sistema Eléctrico

El sistema eléctrico corresponde desde la generación eléctrica que inicia en el alternador, las baterías y el cableado que interconecta los componentes de la embarcación, así como las luminarias de dicha embarcación (Fig. 4.13).

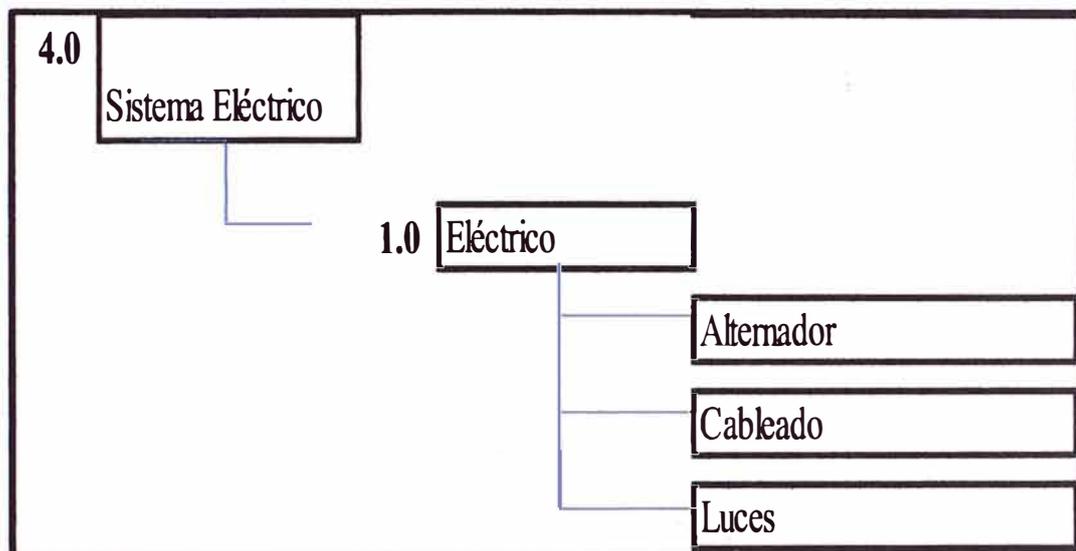


Figura 4.14 Estructura jerárquica, Desglose del sistema Eléctrico en Ítems Mantenibles, Fuente: elaboración propia.

4.2. REVISION DE HISTORICO DE FALLAS

Se revisa las fallas correspondiente a un año de trabajo (Fig. 5.14), de una empresa pesquera industrial durante el año 2008 donde podemos verificar que el sistema casco es el que más fallas presenta y con mayor impacto económico, por lo que debemos revisar sus fallas más importantes a fin de incluir una estrategia en el plan de mantenimiento, se revisara el sistema más afectado y después el ítem más crítico (Fig. 4.15).

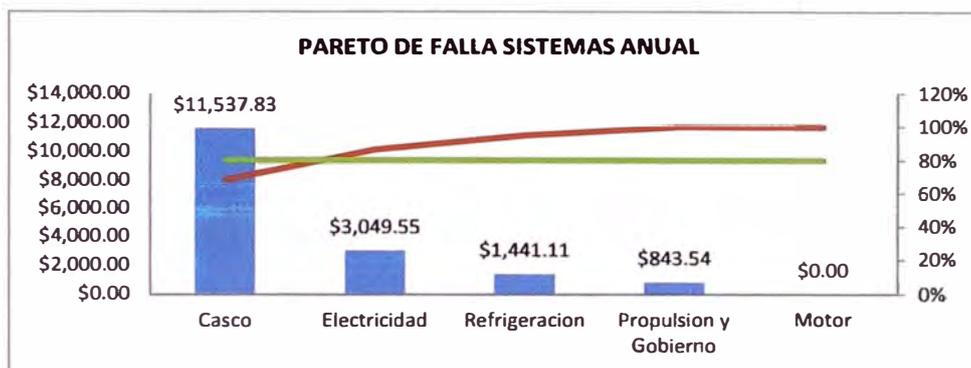


Figura 4. 15 Pareto de fallas por sistemas, Fuente: elaboración propia.

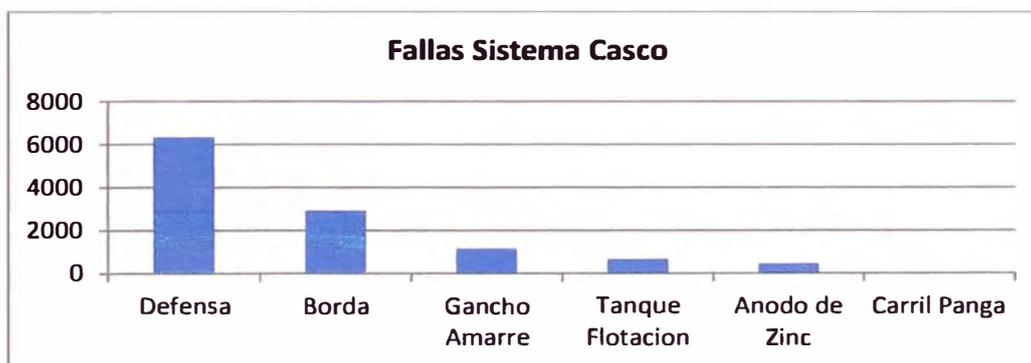


Figura 4. 16 Fallas más significativas en Casco, Fuente: elaboración propia.

4.3. ESTABLECIMIENTO DE CICLOS DE MANTENIMIENTO

4.3.1. En Temporada De Veda

4.3.1.1. Sistema Casco

Se establecerán mantenimientos en periodos:

- 6 meses: Desmanchado, en donde se dará retoques de pintura al casco, al inicio de cada temporada se realizara un retoque de la pintura en las diferentes zonas de la embarcación, se lavara el casco y se aplicara una capa para recuperar el estado inicial.
- Carena parcial a los 12 meses, sin retirar eje de cola ni pala del timón. Máximo plazo de carena (18 meses), pero debe cumplirse otros requisitos de carena total. En esta actividad se realizara un arenado de tipo comercial, en donde se retirara el grueso de la pintura por medio de la actividad denominada arenado, El arenado o chorro de arena es una técnica industrial de limpieza de superficies basada en la proyección de un material abrasivo conjuntamente con aire a presión, después se verificara el desgaste propio de las planchas a fin de verificar la necesidad de cambio, esto se realizara según las normas de las casas clasificadoras.

Una vez concluida la inspección de especificaciones se aplicaran las capas de pintura a las áreas que correspondan como indica la tabla N° 5.2.

Se dará como referencia para el análisis de costos una embarcación con los datos de la tabla N° 4.1:

Tabla 4. 1: Datos de embarcación referente

Eslera(m)	Manga(m)	Puntal(m)
7.30	3.52	1.75

Tabla 4. 2: Áreas para arenado de embarcación

N°	Ubicación	Largo(m)	Ancho(m)	# Lados	Área / Lado	Total
1	Casco Br/Er- Ext. e Int.	1.37	7.31	4	10.01	40.06
2	Pantoque	0.82	7.30	4	5.99	23.94
3	Fondo Central	4.60	1.73	2	7.96	15.92
4	Túnel	1.45	2.00	2	2.90	5.80
5	rampa túnel	1.73	1.15	2	1.99	3.98
6	Espejo casco	1.35	4.00	2	5.40	10.80
7	Patines Laterales Br/Er	0.55	6.00	4	3.30	13.20
8	Tapa patín Lateral Br/Er.	6.15	0.08	2	0.49	0.98
9	Zapata patín Lateral Br/Er.	8.65	0.13	2	1.08	2.16
10	Patín central Br/Er	2.00	0.25	6	0.50	3.00
11	Zapata patín Central Br/Er.	2.00	0.11	3	0.22	0.66
12	Pala de Timón	1.26	0.76	2	0.96	1.92
13	Rejilla, puerta y ventanas	94.00	0.08	1	7.52	7.52
14	Mamparo de Proa	1.72	3.50	2	6.02	12.04
15	Cubierta de Proa	2.00	3.52	2	7.04	14.08
16	Mamparo de Popa	1.35	3.63	2	4.90	9.80
17	Cubierta de Popa	2.10	3.52	2	7.39	14.78
18	Tapa regala	0.21	19.60	2	4.12	8.23
19	Caja de Batería	1.00	0.57	2	0.57	1.14
20	Peldaño	0.48	0.17	4	0.08	0.33
21	Tanque Lateral	1.83	3.11	4	5.69	22.77
22	Tanque petróleo	6.00	0.90	2	5.40	10.80
23	Caja de gobierno	4.30	0.38	2	1.63	3.27
24	Bancada	0.10	3.11	4	0.31	1.24
25	Carlinga Br. /Er.	0.56	3.11	4	1.74	6.97
26	Bitá de Popa	1.40	3.11	1	4.35	4.35
27	Cruceta Bitá	0.69	0.48	1	0.33	0.33
28	Bitá de Proa	0.30	0.49	1	0.15	0.15
29	Arbotante	0.25	0.55	4	0.14	0.55
30	Sostén de timón	0.41	1.73	1	0.71	0.71
31	Tubo Codaste	0.40	0.80	1	0.32	0.32
32	cuadernas	0.13	7.10	16	0.89	14.20
33	Palmejar	0.13	3.05	2	0.38	0.76
34	Separador de patines	0.60	1.73	1	1.04	1.04
35	Keel Cooler(canaleta)	0.00	0.00	4	0.00	0.00
					Área Total (m ²)	240.00

Arenado/m²	4.0	960.00
Pintado/ m²	2.5	600.00
	Subtotal	1,560.00
	I.G.V (19%)	296.40
	TOTAL (\$)	1,856.40

- Carena total a los 24 meses, retirando eje de cola, timón y otros, cada 48 meses debe calibrarse el planchaje del casco. Se realizara una revisión de espesores y condición estructural según las casas clasificadoras, se realizara un arenado de tipo hasta dejar el metal expuesto, se realizara el cambio de los ánodos de zinc.
- Se determinara el caculo de ánodos de Zinc de 10Kg dividiendo el área mojada entre 20.

Área Total (m ²)	240.00
------------------------------	--------

Numero de ánodos(10kg)/2años	12
------------------------------	----

Es necesario revisar los planos de calibración de planchas del casco y otros antecedentes como el plan de pintura, pero en general un casco de acero no debe permanecer a flote más de 24 meses sin realizar mantenimiento en dique seco, siendo recomendable por lo menos una inspección por un inspector calificado al ingresar a varadero y una visita para verificar el cumplimiento de los trabajos de carena y recomendaciones efectuadas.

Calibración del casco en zonas críticas y componentes estructurales de los compartimientos (si el desgaste es mayor del 30 % del espesor de la plancha y/o estructura se sugiere el cambio del mismo).

Verificación de estanquidad de los compartimientos extremos y recorrido de las tapas de accesos a estos compartimientos

Requisitos de pintura:

Se pintara la embarcación con productos que aseguren la durabilidad de esta embarcación, se puede revisar valores referenciales de protección en el apéndice de los rendimientos de las pinturas (**Ver apéndice 6**) los valores usados para el pintado se detalla a continuación los espesores que deben asegurarse:

1. Obra Viva

- Sistema epoxi-vinil o epoxi-caucho con un espesor total de 250 micras, más antifouling del tipo libre de estaño, para 3 años.

2. Obra Muerta

- Sistema epoxi-caucho con un espesor total de 160 micras.

3. Cubiertas exteriores, interiores y plataformas de acero.

- Sistema epóxico con un espesor total de 160 micras, con terminación antideslizante.

4.3.1.2. Sistema Motor

Los fabricantes de Motores recomiendan usar aditivos para conservar el mantenimiento de motores inmovilizados, pero estos aditivos tienen las siguientes dificultades:

- No se consiguen en el Mercado local

- El costo de estos aditivos es muy elevado

Como alternativa se define lo siguiente

El aceite mineral de estas embarcaciones debe reemplazarse cada 6 meses, a fin de evitar la oxidación de este aceite.

Se debe utilizar esta embarcación a fin de evitar que se traben los componentes móviles del motor.

En caso no se utilice la embarcación el motor deberá ser desarmado y verificar el estado de las partes móviles:

- Anillos (deben ser cambiados en el momento de ser retirados)
- Cilindros
- Válvulas, etc.

4.3.1.3. Sistema Propulsión y Gobierno

Caja Reductora

Se seguirá las actividades detalladas en la tabla N° 4.3.

Tabla 4. 3: Programa de Mantenimiento de caja reductora por Horas

Ítem	Diario	500 Horas	2000 Horas	6000 Horas	Ovehaul
Chequear nivel de aceite	X				
Girar manualmente el filtro de aceite	X				
Chequeo visual de las partes móviles	X				
Limpiar exteriormente la reductora		X			
Controlar el selector de posición avante / atrás		X			
Lubricar partes exteriores		X			
Cambio de aceite			X		
Limpieza del filtro de aceite y su cámara			X		
Control visual de los acoplamientos flexibles				X	
Control visual de los discos de embrague				X	
Control visual de los engranajes				X	
Control de las bombas de aceite				X	
Revisar la unidad de control (GCU)				X	
Revisar los actuadores mecánicos y eléctricos				X	
Proyecto Fin de Grado Rubén González Álvarez				X	
Recalibrar el manómetro de presión de embrague				X	
Limpiar el enfriador de aceite				X	
Comprobar los retenes en ejes de entrada y salida				X	
Revisión general de la reductora					X

4.3.1.4. La propulsión

Las actividades por tiempo para la propulsión se indican en las tablas N° 4.4 a la tabla N° 4.7:

Tabla 4. 4: Plan de Mantenimiento a 6 meses Propulsión y Gobierno

Frecuencia	Actividad
cada 6 meses	Inspección: prueba de navegación de 4 horas.
	Retorquear pernos de coples de amarre
	Efectuar: limpieza y pintado a descansos y zona del gland
	Revisar y/o ajustar presión de las empaquetaduras de los Gland, popa sala de maquinas

Tabla 4. 5: Plan de Mantenimiento a 12 meses Propulsión y Gobierno

Frecuencia	Actividad
Cada 12 Meses	Revisar y/o Limpieza de la Hélice, posible averías
	Revisar Torque de Pernos de Anclaje de Motor Principal y Caja

Tabla 4. 6: Plan de Mantenimiento a 24 meses Propulsión y Gobierno

Frecuencia	Actividad
Cada 24 Meses	Revisión del alineamiento del sistema de propulsión, completo
	Efectuar: calibración general de la propulsión: de luces de bocina mixta, bocina del gland, luces de descansos.
	Efectuar: cambio de espárragos y empaquetadura del gland prensaestopas, de popa y sala de maquinas
	efectuar: limpieza, pulido y barnizado de la hélice
	por ningún motivo, salvo informe de evaluación se desmontara la propulsión

Tabla 4. 7: Plan de Mantenimiento a 48 meses Propulsión y Gobierno

Frecuencia	Actividad
Cada 48 Meses	ejecutar: desmontaje y montaje eje cola y ejes intermedios para inspección y mantenimiento general
	revisión: visual del eje de cola por puntos de corrosión y/o socavación
	verificar : flexión y alineamiento del eje de cola
	Verificar: rajaduras del cono del eje de cola.
	Verificar: alineamiento (luego del montaje eje).
	inspección: rajaduras, porosidad y pesado de la hélice (aspa por aspa)
	Verificar: paso y balanceo de la hélice.
	Cambio: o'ring's de la hélice.

4.3.1.5. Sistema Eléctrico

El mantenimiento del sistema eléctrico se detalla en la Tabla 4.8.

Tabla 4. 8: Plan de mantenimiento eléctrico

Descripción de actividad	Periodicidad		
	Mensual	Semestral	Anual
Inspección General de Sistema eléctrico		X	
Mantenimiento de Alternador de 24VDC		X	
Mantenimiento del sistema de Iluminación		X	
Mantenimiento a las Baterías	X		
Megado del sistema de 24VDC			X

4.3.1.6. Determinación de recursos.

4.3.2. Mantenimiento En Operación

4.3.2.1. Sistema Motor

Revisando los manuales de los fabricantes y tomando como unidad referencial las horas de servicio como indica la tabla N° 4.9 de ha encontrado estas 8 tareas preventivas, las actividades se detallaran en las tablas N° 4.9 -4.16.

Tabla 4. 9: Cuadro de servicios por Horas del Motor

Ítem	Tipo de Servicio
1	Servicio 250 horas
2	Servicio 500 horas
3	Servicio 1000 horas
4	Servicio 2000 horas
5	Servicio 4000 horas
6	Servicio 6000 horas
7	Servicio 11000 horas (Top End)
8	Servicio 22000 horas (Overhaul)

Tabla 4. 10: Actividades en motor a 250 horas

Motor	Mantenimiento preventivo 250 horas
1	obtener: análisis periódico de aceite
2	reemplazar: aceite de motor
3	reemplazar: filtros de aceite
4	reemplazar: filtro de combustible
5	reemplazar: filtro de refrigerante
6	limpiar: respiradero de cárter
7	inspeccionar: nivel del electrolito de baterías
8	inspeccionar: fajas de transmisión
9	inspeccionar: mangueras
10	drenar: agua del tanque de combustible

Tabla 4. 11: Actividades en motor a 500 horas

Motor	Mantenimiento preventivo 500 horas
1	inspeccionar: dispositivos de protección del motor
2	reemplazar: filtro de aire

Tabla 4. 12: Actividades en motor a 1000 horas

Motor	Mantenimiento preventivo 1000 horas
1	inspeccionar / verificar : funcionamiento del horometro
2	inspeccionar: dispositivos de protección del motor
3	reemplazar: filtro y aceite de transmisión marina limpiar: tamiz y respiradero de transmisión marina lubricar: mecanismo de sincronización lubricar: impulsor de tacómetro

Tabla 4. 13 Actividades en motor a 2000 horas

Motor	Mantenimiento preventivo 2000 horas
1	verificar: ajuste de válvulas, ajustar si es necesario
2	verificar: control de relación de aire-combustible
3	verificar: ajuste de velocidad y carga
4	verificar: baja en vacío
5	probar: inyectores de combustible
6	inspeccionar: turbo cargador
7	inspeccionar: montajes de motor
8	inspeccionar: amortiguador de vibraciones
9	inspeccionar: rotadores de válvulas
10	obtener: reporte de análisis de rendimiento del motor

Tabla 4. 14: Actividades en motor a 4000 horas

motor	Mantenimiento preventivo 4000 horas
1	inspeccionar/reacondicionar: bomba de agua de las camisas, intercambiar si es necesario
2	inspeccionar/reacondicionar: bomba de agua de mar, intercambiar si es necesario
3	inspeccionar/reacondicionar: motor de arranque, intercambiar si es necesario
4	inspeccionar/reacondicionar: turbo cargador, intercambiar si es necesario
5	Limpiar/efectuar prueba hidrostática: enfriador de aceite y enfriador de aire.

Tabla 4. 15: Actividades en motor a 6000 horas

Motor	Mantenimiento preventivo 6000 horas
1	Inspeccionar/reacondicionar: alternador, intercambiar si es necesario.
2	descarbonizado de culata.

Tabla 4. 16: actividades en motor a 12000 horas

Motor	Mantenimiento preventivo 12000 horas
1	inspeccionar/reacondicionar: culata, reemplazar si es necesario
2	inspeccionar/reacondicionar: bielas, reemplazar si es necesario
3	inspeccionar/reacondicionar: camisas de cilindro, reemplazar si es necesario
4	inspeccionar/reacondicionar: pistones, reemplazar si es necesario
5	inspeccionar/reacondicionar: turbo cargador, reemplazar si es necesario
6	inspeccionar/reacondicionar: bomba de aceite, reemplazar si es necesario
7	inspeccionar/reacondicionar: plancha espaciadora, reemplazar si es necesario
8	inspeccionar/reacondicionar: control de relación de combustible, reemplazar si es necesario
9	inspeccionar/reacondicionar: seguidores de válvulas, reemplazar si es necesario
10	inspeccionar/reacondicionar: bomba de transferencia de combustible, reemplazar si es necesario
11	inspeccionar/reacondicionar: avance de sincronización, reemplazar si es necesario
12	Reemplazar: anillos.
13	Reemplazar: cojinetes de bancada.
14	Reemplazar: cojinetes de biela.
15	Reemplazar: rotadores de válvulas.
16	Reemplazar: sellos de cigüeñal.
17	Probar: inyectores de combustible.
18	Probar: bomba de inyección de combustible.
19	Probar: regulador de combustible.
20	Inspeccionar: cigüeñal.
21	Inspeccionar: árbol de levas.
22	Inspeccionar: cojinetes de árbol de levas.
23	Inspeccionar: amortiguador de vibraciones del cigüeñal.
24	inspeccionar: regulador de combustible
25	Inspeccionar: árbol de levas de la bomba de combustible.
26	Inspeccionar: cremallera.
27	Limpiar/probar: enfriador de aceite.
28	Limpiar/probar: núcleo del pos enfriador.
29	Limpiar/probar: múltiple de escape.
30	Obtener: análisis del refrigerante.

Para la actividad de 12,000 horas se deberá contar con una grúa (Fig. 4.16 y 4.17)

Para maniobrar el motor a fin de retirarlo y colocarlo en su ubicación dentro de la embarcación.

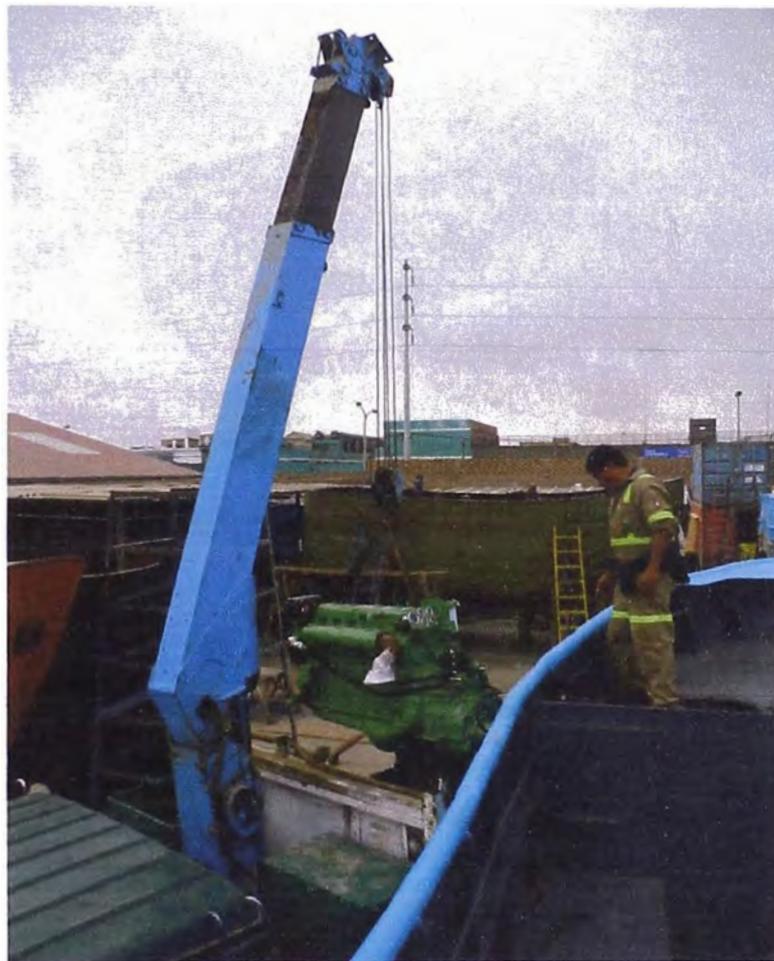


Figura 4. 17 Montaje de Motor con grúa, Fuente: Elaboración propia



Figura 4. 18 Colocación de Motor, Fuente: Elaboración propia

4.4. ANALISIS DE COSTOS

Sistema Motor:

Analizaremos costos básicos como el costo de una bomba de agua según la tabla N°

4.17.

Tabla 4. 17: Costo bomba de agua

REPUESTOS SUMINISTRADOS		US\$
1	KIT DE BOMBA DE AGUA PARA MOTOR 6V-53	97.20
2		IGV 18%
3		TOTAL US\$
		129.2

De la misma manera podemos determinar los costos de una reparación mayor de culata de motor según la tabla N° 4.18.

Tabla 4. 18: Repuestos de Culata Motor

ITEM	CANT	DESCRIPCION	V. UNIT US\$	V.TOTAL US\$
1	12	Válvulas de escape	28.5	342
2	3	Tube kit	16.95	50.85
3	12	Resorte de válvulas	5.87	70.44
4	12	Asiento superior de resorte	4.8	57.6
5	12	Guías de válvulas	6.7	80.4
6	12	Retén de válvula	6.4	76.8
7	12	Inserto (Asiento) de válvulas	11.25	135
8	12	Asiento inferior de resorte de válvula	1.2	14.4
9	1	Kit de instalación de culata	30.98	30.98
COSTO POR REPUESTOS US\$				858.47
COSTO TOTAL \$ + igv				1012.9946

Costo de arenado comercial:

Con las medida ya identificadas podemos obtener los costos de un arrendo comercial, esto se detalla en la tabla N° 4.19.

Tabla 4. 19: Costo de Arenado Comercial, según Especificaciones de Tabla N° 3.0

Subtotal	1,560.00
I.G.V(19%)	296.40
TOTAL \$	1,856.40

Sistema Eléctrico:

La reparación del alternador tiene el costo detallado en la tabla N° 4.20:

Tabla 4. 20: Costo de reparación de arrancador

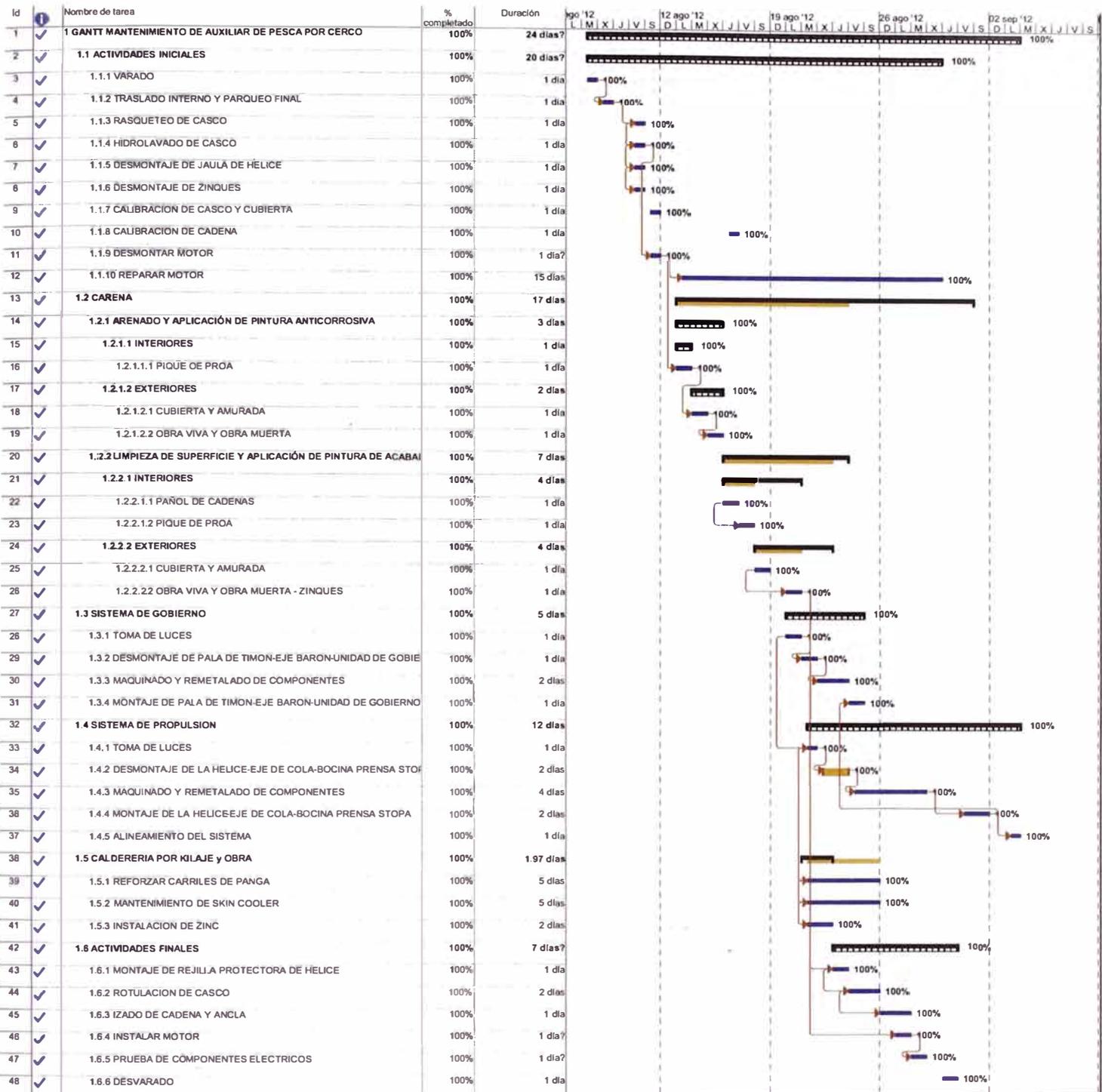
	reparación general de arrancador delco remy 12v. modelo 42mt.	
1	armadura nueva	\$150.00
1	solenoides 12v.	88.00
1	Horquilla	25.00
1	Disparador	30.00
1	juego de carbones	25.00
1	portacarbon	45.00
1	reparación de campos	48.00
3	bocinas	18.00
1	kit de accesorios	15.00
1	juego de orings.	15.00
1	perno puente negativo	20.00
1	servicio técnico	20.00
		\$499.00
	mas 19 % igv.	89.82
	total neto	\$588.82

A continuación se muestra el plan de mantenimiento a una embarcación auxiliar (Tabla 4.21) y a continuación se incluye un **Gantt de tiempos** de ejecución de trabajos.

Tabla 4. 21 : Plan de mantenimiento preventivo

Clase de equipo	Sistema	Sub Sistema	Item Mantenable	Tarea	Descripción	Frecuencia
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Proa	Desmanchado	retoques de pintura al casco, se lavara el casco y se aplicara una capa para recuperar el estado inicial.	6 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Proa	Carena parcial	sin retirar eje de cola ni pala del timón. Máximo plazo de carena (18 meses), pero debe cumplirse otros requisitos de carena total	12 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Proa	Carena total	retirando eje de cola, timón y otros, cada 48 meses debe calibrarse el planchaje del casco. Se realizara una revisión de espesores y condición estructural según las casas clasificadoras, se realizara un arenado de tipo hasta dejar el metal expuesto, se realizara el cambio de los ánodos de zinc.	24 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Popa	Desmanchado	retoques de pintura al casco, se lavara el casco y se aplicara una capa para recuperar el estado inicial.	6 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Popa	Carena parcial	sin retirar eje de cola ni pala del timón. Máximo plazo de carena (18 meses), pero debe cumplirse otros requisitos de carena total	12 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Popa	Carena total	retirando eje de cola, timón y otros, cada 48 meses debe calibrarse el planchaje del casco. Se realizara una revisión de espesores y condición estructural según las casas clasificadoras, se realizara un arenado de tipo hasta dejar el metal expuesto, se realizara el cambio de los ánodos de zinc.	24 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Tanques de Flotación	Desmanchado	retoques de pintura al casco, se lavara el casco y se aplicara una capa para recuperar el estado inicial.	6 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Tanques de Flotación	Carena parcial	sin retirar eje de cola ni pala del timón. Máximo plazo de carena (18 meses), pero debe cumplirse otros requisitos de carena total	12 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Tanques de Flotación	Carena total	retirando eje de cola, timón y otros, cada 48 meses debe calibrarse el planchaje. Se realizara una revisión de espesores y condición estructural según las casas clasificadoras, se realizara un arenado de tipo hasta dejar el metal expuesto.	24 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Estribor y Babor	Desmanchado	retoques de pintura al casco, se lavara el casco y se aplicara una capa para recuperar el estado inicial.	6 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Estribor y Babor	Carena parcial	sin retirar eje de cola ni pala del timón. Máximo plazo de carena (18 meses), pero debe cumplirse otros requisitos de carena total	12 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Estribor y Babor	Carena total	retirando eje de cola, timón y otros, cada 48 meses debe calibrarse el planchaje del casco. Se realizara una revisión de espesores y condición estructural según las casas clasificadoras, se realizara un arenado de tipo hasta dejar el metal expuesto, se realizara el cambio de los ánodos de zinc.	24 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Patines	Desmanchado	retoques de pintura al casco, se lavara el casco y se aplicara una capa para recuperar el estado inicial.	6 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Patines	Carena parcial	sin retirar eje de cola ni pala del timón. Máximo plazo de carena (18 meses), pero debe cumplirse otros requisitos de carena total	12 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Patines	Carena total	retirando eje de cola, timón y otros, cada 48 meses debe calibrarse el planchaje del casco. Se realizara una revisión de espesores y condición estructural según las casas clasificadoras, se realizara un arenado de tipo hasta dejar el metal expuesto, se realizara el cambio de los ánodos de zinc.	24 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Protector de Hélice	Desmanchado	retoques de pintura al casco, se lavara el casco y se aplicara una capa para recuperar el estado inicial.	6 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Protector de Hélice	Carena parcial	sin retirar eje de cola ni pala del timón. Máximo plazo de carena (18 meses), pero debe cumplirse otros requisitos de carena total	12 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Casco	Casco	Protector de Hélice	Carena total	retirando eje de cola, timón y otros, cada 48 meses debe calibrarse el planchaje del casco. Se realizara una revisión de espesores y condición estructural según las casas clasificadoras, se realizara un arenado de tipo hasta dejar el metal expuesto, se realizara el cambio de los ánodos de zinc.	24 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Combustible	Tanque de Combustible	Mantenimiento 250 Horas	Drenar agua del tanque de combustible	250 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Combustible	Inyectores	Mantenimiento 2000 Horas	probar Inyectores de combustible	2000 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Combustible	Filtro de Combustible	Mantenimiento 250 Horas	Cambiar filtro de Combustible	250 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Combustible	Bomba de Inyección	Mantenimiento 2000 Horas	Control de relación de aire-combustible, revisar Ajuste de velocidad y carga	2000 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Motor	Culata	Mantenimiento 2000 Horas	Ajuste de válvulas, ajustar si es necesario	2000 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Motor	Culata	Mantenimiento 6000 Horas	Descarbonizado de culata	6000 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Motor	Culata	Mantenimiento 12000 Horas	Overhaul	12000 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Motor	Monoblock	Mantenimiento 2000 Horas	Inspeccionar Amortiguador de vibraciones	2000 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Motor	Monoblock	Mantenimiento 12000 Horas	Overhaul	12000 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Motor	Lubricacion	Mantenimiento 250 Horas	Cambiar filtro de aceite motor , aceite motor , limpiar respiradero de carter	250 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Motor	fajas y Mangueras	Mantenimiento 250 Horas	Revisar estado de fajas y mangueras	250 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Motor	Instrumentos	Mantenimiento 500 Horas	revisar dispositivos de proteccion del Motor	500 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Motor	Instrumentos	Mantenimiento 1000 Horas	Funcionamiento del Horometro	1000 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Motor	Turbocargador	Mantenimiento 2000 Horas	Inspeccionar Turbo cargador	2000 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Motor	Turbocargador	Mantenimiento 4000 Horas	Reemplazar Turbo cargador	4000 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Admision	Filtro de Aire	Mantenimiento 500 Horas	reemplazar filtro de aire	
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Refrigeración	Skin Cooler	Desmanchado	retoques de pintura al casco, se lavara el casco y se aplicara una capa para recuperar el estado inicial.	6 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Refrigeración	Skin Cooler	Carena parcial	sin retirar eje de cola ni pala del timón. Máximo plazo de carena (18 meses), pero debe cumplirse otros requisitos de carena total	12 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Refrigeración	Skin Cooler	Carena total	retirando eje de cola, timón y otros, cada 48 meses debe calibrarse el planchaje del casco. Se realizara una revisión de espesores y condición estructural según las casas clasificadoras, se realizara un arenado de tipo hasta dejar el metal expuesto, se realizara el cambio de los ánodos de zinc.	24 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Refrigeración	Filtro de refrigerante	Mantenimiento 250 Horas	Cambiar filtro de refrigerante	250 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Refrigeración	Bomba de agua	Mantenimiento 4000 Horas	Cambiar Bomba de Agua	4000 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Motor	Arranque	Arrancador Neumático	Mantenimiento 4000 Horas	Reacondicionamiento de Arrancador , cambiar si es necesario	4000 Horas
Embarcación Auxiliar	Propulsión y Gobierno	Gobierno	Servo de Gobierno	12 Mese	Inspeccion de Fugas y Capacidades	12 Meses
Embarcación Auxiliar	Propulsión y Gobierno	Gobierno	Bomba Hidráulica	12 Mese	Inspeccion de Fugas y Capacidades	12 Meses
Embarcación Auxiliar	Propulsión y Gobierno	Gobierno	Servo de Pala	12 Mese	Inspeccion de Fugas y Capacidades	12 Meses
Embarcación Auxiliar	Propulsión y Gobierno	Gobierno	pala de gobierno	Mantenimiento 24 Meses	Cambio de Espárragos y Empaquetadura del gland Prensaestopas, de popa y sala de maquinas	24 Meses
Embarcación Auxiliar	Propulsión y Gobierno	Gobierno	Caja reductora	Mantenimiento 1000 Horas	cambio de Filtro y aceite de transmisión marina, Tamiz y respirador de transmisión marina, Mecanismo de sincronización , Impulsor de tacómetro	1000 Horas
Embarcación Auxiliar	Propulsión y Gobierno	Propulsión	Eje de propulsión	Mantenimiento 6 Meses	Prueba de navegación de 4 horas, Limpieza y pintado a descansos y zona del gland, Revisar y/o ajustar presión de las empaquetaduras de los Gland, popa sala de maquinas	6 Meses
Embarcación Auxiliar	Propulsión y Gobierno	Propulsión	Eje de propulsión	Mantenimiento 12 Meses	Revisar Torque de Pernos de Anclaje de Motor Principal y Caja	12 Meses
Embarcación Auxiliar	Propulsión y Gobierno	Propulsión	Eje de propulsión	Mantenimiento 24 Meses	del Alineamiento del sistema de Propulsión, completo, Calibración General de la propulsión : de luces de bocina mixta, bocina del gland, luces de descansos, Cambio de Espárragos y Empaquetadura del gland Prensaestopas, de popa y sala de maquinas	24 Meses
Embarcación Auxiliar	Propulsión y Gobierno	Propulsión	Eje de propulsión	Mantenimiento 48 Meses	Desmontaje y montaje Eje Cola y Ejes Intermedios para Inspección y Mantenimiento General, Visual del eje de cola por puntos de corrosión y/o socavación, Flexión y derecha del Eje de Cola, Rajaduras del Cono del Eje de Cola, Alineamiento (luego del montaje Eje).	48 Meses
Embarcación Auxiliar	Propulsión y Gobierno	Propulsión	Prensa estopa	Mantenimiento 6 Meses	Prueba de navegación de 4 horas, Limpieza y pintado a descansos y zona del gland, Revisar y/o ajustar presión de las empaquetaduras de los Gland, popa sala de maquinas	6 Meses
Embarcación Auxiliar	Propulsión y Gobierno	Propulsión	Prensa estopa	Mantenimiento 12 Meses	Revisar Torque de Pernos de Anclaje de Motor Principal y Caja	12 Meses
Embarcación Auxiliar	Propulsión y Gobierno	Propulsión	Hélice	Mantenimiento 6 Meses	Prueba de navegación de 4 horas	6 Meses
Embarcación Auxiliar	Propulsión y Gobierno	Propulsión	Hélice	Mantenimiento 12 Meses	Revisar y/o Limpieza de la Hélice, posible averías	12 Meses
Embarcación Auxiliar	Propulsión y Gobierno	Propulsión	Hélice	Mantenimiento 24 Meses	Limpieza, pulido y barnizado de la hélice, Por ningún motivo, salvo informe de evaluación se desmontara la propulsión	24 Meses
Embarcación Auxiliar	Propulsión y Gobierno	Propulsión	Hélice	Mantenimiento 48 Meses	Rajaduras, porosidad y pesado de la Hélice (aspa por aspa), Paso y Balanceo de la Hélice, O'ring's de la Hélice.	48 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Eléctrico	Eléctrico	Alternador	Mantenimiento de Alternador de 24VDC	limpieza interna y externa	6 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Eléctrico	Eléctrico	Alternador	Mantenimiento 6000 Horas	Reacondicionamiento de Alternador , cambio de rodamientos y carbones	6000 Horas
Embarcación Auxiliar	Sistema Eléctrico	Eléctrico	Cableado	Megado del sistema de 24VDC	Revisión de calbeado , verificación de puntos de tierra en la línea de conducción.	6 Meses
Embarcación Auxiliar	Sistema Eléctrico	Eléctrico	Baterías	Mantenimiento de Baterías	Revisar niveles , carga y densidad de electrolitos en las baterías.	1 Mes
Embarcación Auxiliar	Sistema Eléctrico	Eléctrico	Luces	Mantenimiento del sistema de Iluminación	Revisión de Funcionamiento y conexiones del sistema de luces, cajas de fusibles , etc.	6 Meses

Fuente : Elaboracion Propia



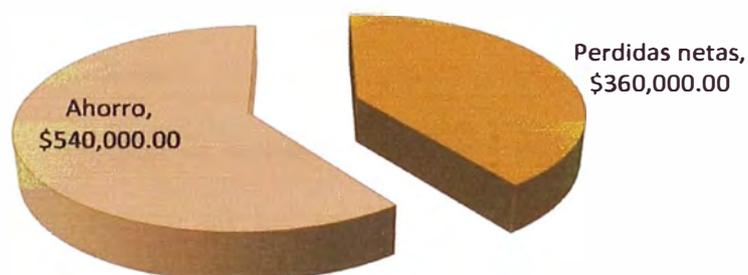
División crítica	-----	Tarea Inactiva	□
Progreso de tarea crítica	=====	Hito inactivo	◇
Tarea	=====	Resumen inactivo	◁
División	-----	Tarea manual	▬
Progreso de tarea	=====	Sólo duración	▬
Línea de base	-----	Informe de resumen manual	▬
División de la línea de base	-----	Resumen manual	▬
Hito de línea de base	◇	Sólo el comienzo	[
Hito	◇	Sólo fin]
Progreso del resumen	=====	Fecha límite	◇
Resumen	=====	Tarea hito de predecesor de ruta de acceso	○
Resumen del proyecto	=====	Tarea de resumen de predecesor de ruta de acceso	▬
Tareas externas	=====	Tarea normal de predecesor de ruta de acceso	▬
Hito externo	◇	Tareas críticas	▬

Si consideramos la teoría básica del mantenimiento se indica que el 60% de paralizaciones deben ser preventivas y 40porciento correctiva (Tabla 4.21), al aplicar nuestro pan de mantenimiento podremos reducir de una pérdida anual de:

Tabla 4. 22: análisis de perdidas con mantenimiento preventivo

Análisis Perdidas	
Pedidas por día	\$ 30,000.00
Días Perdidos por Temporada	30
Monto no recuperado	\$ 900,000.00
reducción de días con el plan de mantenimiento	12
Pérdidas netas	\$ 360,000.00
Ahorro	\$ 540,000.00

Ahorro con el Plan de Mantenimiento por temporada



CONCLUSIONES

- Se ha logrado identificar y jerarquizar los equipos en base de la norma ISO 14224, esto nos ayuda para desarrollar un criterio de criticidad de cada uno de los sistemas y enfocarnos en los diferentes modos operativos de esta embarcación, de esta manera el plan de mantenimiento estará enfocado a las funciones operativas.
- Se ha revisado el histórico de fallas y se ha verificado que si seguimos los planes de mantenimiento establecidos por el fabricante no perderemos disponibilidad ya que las fallas presentadas fueron en gran porcentaje por omisión del mantenimiento preventivo.
- Con la determinación de los ciclos de mantenimiento se deberá preservar y estandarizar las actividades a realizar en cada programa de mantenimiento ya sea por en veda o en operación.
- Se ha establecido un plan de mantenimiento preventivo para una embarcación auxiliar de acero, basado en los manuales del fabricante, experiencia del personal y analizando las fallas históricas, estructurándolo en función de su jerarquía con ello garantizar una disminución del 60 por ciento de fallas y con ello un ahorro para el armador.

RECOMENDACIONES

- Se debe implementar y asimilar las normas para la gestión de mantenimiento, como el Pass 55 y la ISO 14224, estas normativas se pueden aplicar al ámbito naval como un adicional a las normas de las casas clasificadoras
- Para la realización de un mejor análisis de fallas histórico se deben implementar programas para el seguimiento de mantenimiento, ya sea un ERP o un EAM.
- Aplicación de un mantenimiento preventivo estandarizado nos permitirá mejorar los tiempos perdidos de producción, sin embargo en un momento se puede ver una elevación de costos, se debe ver el impacto en la mejora productiva no netamente el análisis debe ser en base a costos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Q. Pecho, «Transformacion de una Embarcacion Pesquera de Cerco de 23 Metro de Eslora a una Embarcacion Destinada al Servicio Auxiliar en Bahia,» Universidad Nacional de Ingeniera, Lima, 2012.
- [2] Imarpe, «Imarpe,» Instituto del Mar del Perú IMARPE, 22 Abril 2012. [En línea]. Available: http://www.imarpe.pe/imarpe/archivos/informes/imarpe_inspel_rep_pelag_anual_2008_09.pdf. [Último acceso: 22 Abril 2012].
- [3] R. Cevallos, «LaRepublica.pe,» Grupo La República Digital, 30 Octubre 2012. [En línea]. Available: <http://www.larepublica.pe/30-10-2012/bajan-cuota-de-anchoveta-810-mil-toneladas-para-la-segunda-temporada>. [Último acceso: 22 Abril 2014].
- [4] J. Mounbray, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad II, Estados Unidos: Industrial Press Inc., 1997.
- [5] R. Pascual, Manual del Ingeniero de Mantenimiento, Chile: Universidad de Chile, 2002.
- [6] M. Troffe, «mantenimientomundial.com,» Mantenimiento Mundial, 18 Marzo 2009. [En línea]. Available: <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/0605MarioTroffeISO14224.pdf>. [Último acceso: 23 Abril 2014].
- [7] J. Woodhouse, Gestion de Activos - Parte:Directrices para la Aplicacion de Pas 55-1, London: British Standar Institution, 2008.

APENDICES

APÉNDICE 1: PLANO DE ESTRUCTURAS PARA EMBARCACIONES AUXILIARES

APÉNDICE 2: NORMA ISO 14224

NORMA INTERNACIONAL

**ISO
14224**

Primera edición 15-07-1999

**Industrias de petróleo y gas natural
Recolección e intercambio de datos de
confiabilidad y mantenimiento de equipos**

**ISO
14224**

Primera edición 15-07-1999 (E)

Contenido

1. Alcance
 2. Referencia normativa
 3. Términos, definiciones y abreviaturas
 - 3.1. Términos y definiciones
 - 3.2. Abreviaturas
 4. Calidad de los datos
 - 4.1. Definición de calidad de los datos
 - 4.2. Guía para la obtención de datos de calidad
 - 4.3. Sistemas de fuentes de datos
 5. Límites y jerarquías de los equipos
 - 5.1. Descripción de límites
 - 5.2. Guía para la definición de una jerarquía de equipos
 6. Estructura de la información
 - 6.1. Categorías de datos
 - 6.2. Formato de los datos
 - 6.3. Estructura de la base de datos
 7. Información de equipos, averías y mantenimiento
 - 7.1. Datos de equipos
 - 7.2. Datos de averías
 - 7.3. Datos de mantenimiento
- Anexo A (informativo) Atributos de las clases de equipos
- A.1. Notas informativas
 - A.2. Equipo de procesamiento
 - A.3. Equipo submarino
 - A.4. Equipo para completación de pozos
 - A.5. Equipo de perforación
- Anexo B (Informativo) Notas sobre averías y mantenimiento
- Anexo C (Informativo) Lista de verificación del control de calidad
- C.1. Control de calidad antes y durante la recolección de datos
 - C.2. Verificación de los datos recolectados
- Anexo D (Informativo) Requerimientos típicos para los datos
- Bibliografía

Prólogo

La ISO (Organización Internacional de Normalización) es la federación mundial de los principales organismos nacionales de normalización (organismos miembros de ISO). Se suele llevar a cabo el trabajo de preparación de Normas Internacionales a través de las comisiones técnicas de la ISO. Cada organismo miembro que se interesa en un tema para el que se ha establecido una comisión técnica tiene derecho a ser representado en dicha comisión. Las organizaciones internacionales, tanto gubernamentales como no gubernamentales, también participan en el trabajo en coordinación con la ISO. La ISO colabora estrechamente con la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) en todo lo que se refiere a la normalización electrotécnica.

Las normas internaciones se redactan de acuerdo a las disposiciones establecidas en la Parte 3 de las directivas de ISO/CEI.

Los Proyectos de Normas Internacionales adoptados por las comisiones técnicas se hacen llegar a los organismos miembros y se someten a votación. La publicación como Norma Internacional precisa la aprobación de un mínimo del 75% de los organismos miembros votantes.

La Norma Internacional ISO 14224 ha sido elaborada por la ISO/TC 67, *Materiales, equipo y estructuras "offshore" para la industria de petróleo y gas natural*.

Los Anexos A, B, C y D de esta Norma Internacional han sido adjuntados para fines informativos solamente.

Industria de petróleo y gas natural – Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos

1. Alcance

Esta norma internacional brinda una base para la recolección de datos de Confiabilidad y Mantenimiento (RM por sus siglas en inglés) en un formato estándar para las áreas de perforación, producción, refinación y transporte de petróleo y gas natural en oleoductos y gaseoductos, respectivamente.

Esta norma internacional presenta los lineamientos para la especificación, recolección y aseguramiento de la calidad de los datos de RM que faciliten la recolección de datos sobre RM. La información permitirá al usuario cuantificar la confiabilidad del equipo y compararla con la confiabilidad de equipos de características similares.

Al analizar los datos, los parámetros sobre confiabilidad pueden determinarse para su uso en las fases de diseño, operación y mantenimiento. Sin embargo, esta norma internacional no se aplica al método de análisis de los datos de RM.

Los principales objetivos de esta norma internacional son:

a) Especificar los datos que serán recolectados para el análisis de:

- Diseño y configuración del sistema.
- Seguridad, confiabilidad y disponibilidad de los sistemas y las plantas.
- Costo del ciclo de vida.
- Planeamiento, optimización y ejecución del mantenimiento.

b) Especificar datos en un formato normalizado, a fin de:

- Permitir el intercambio de datos sobre RM entre plantas, propietarios, fabricantes y contratistas.
- Asegurar que los datos de RM son de calidad suficiente, según requiere el análisis que se pretende realizar.

Esta norma internacional se aplica a todos los tipos de equipos utilizados en la industria de petróleo y gas natural, tales como equipo de procesamiento (utilizado en instalaciones *onshore* y *offshore*), equipo submarino, equipo de completación de pozos y equipo de perforación. Se incluyen varios ejemplos en el Anexo A.

Esta norma internacional se aplica a los datos recolectados en la fase operativa.

Debido a la variedad de usos de los datos RM, se hace hincapié en el hecho que, para cada programa de recolección de datos, se deberá prestar suficiente atención al nivel adecuado de datos requerido.

NOTA: Se recomienda contar con una referencia normativa que detalle todos los códigos taxonómicos para cada una de estas clases de equipo, a fin de enfatizar la meta principal de esta norma internacional. No obstante, debido a que no existe al momento de la publicación de esta norma internacional una lista exhaustiva de la taxonomía que cubra todas estas clases de equipos, se incluye un modelo de taxonomías para los equipos de procesamiento, equipo submarino, de completación de pozos y perforación en el Anexo A que se adjunta como documento informativo al presente documento.

2. Referencia normativa

El siguiente documento normativo contiene las disposiciones que, a través de la referencia en este texto, constituyen disposiciones aplicables a esta norma internacional. Esta publicación no se aplica a referencias con fechas específicas, ni a sus modificaciones ni revisiones. Sin embargo, se recomienda a las partes sujetas a acuerdos en base a esta norma internacional, investigar la posibilidad de aplicar la edición más actualizada del documento normativo indicado más abajo. La última edición del documento normativo en cuestión prevalece en casos de referencias sin fechar. Los miembros de ISO y CEI conservan registros de normas internacionales actualmente válidas.

CEI 60050-191:1990, Vocabulario Electrotécnico Internacional. Capítulo 191: Confiabilidad y calidad de servicio.

3. Términos, definiciones y abreviaturas

3.1. Términos y definiciones

Para fines de esta norma internacional, se aplicarán los siguientes términos y definiciones:

3.1.1. Disponibilidad: capacidad que tiene un aparato de desempeñar una función requerida bajo determinadas condiciones, en un momento determinado o durante un intervalo de tiempo específico, asumiendo que existan los recursos externos requeridos.

[CEI 60050-191:1990]

3.1.2. Tiempo activo de mantenimiento: aquella parte del tiempo de mantenimiento durante la cual se realiza una acción de mantenimiento a un aparato específico, ya sea de manera automática o manual, sin considerar retrasos logísticos.

[CEI 60050-191:1990]

Nota: para obtener información más específica, remítase a la Figura 191-10, "Diagrama de tiempo de mantenimiento", en CEI 60050-191.

3.1.3. Mantenimiento correctivo: mantenimiento que se lleva a cabo después de haber reconocido la existencia de una avería, a fin de devolver a la pieza de equipo aquel estado que le permita realizar una función requerida.

[CEI 60050-191-1990]

3.1.4. Falla crítica: falla de una unidad de equipo que origina un cese inmediato de la capacidad de realizar su función.

Nota: en el caso de equipo para completación de pozos, remítase a la información adicional en A.4.5.

3.1.5. Recolector de datos: persona u organización a cargo del proceso de recolección de datos.

3.1.6. Demanda: activación de la función (incluye tanto la activación operativa como de prueba).

3.1.7 Estado de inactividad: estado de un aparato que se caracteriza por presentar una falla o una posible incapacidad para cumplir una función específica durante el mantenimiento preventivo.

(CEI 60050-191:1990)

3.1.8 Tiempo de inactividad o tiempo muerto: intervalo de tiempo durante el cual un aparato se encuentra en estado de interrupción.

(CEI 60050-191-1990)

NOTA: Para mayor información específica, remítase a la figura 191-10 "Diagrama de tiempo de mantenimiento" en CEI 60050-191.

3.1.9 Clase de equipo: clase de unidades de equipo.

Copyright por International Organization For Standarization

Wed Jun 07 07:19:30 2000

EJEMPLO: todas las bombas.

NOTA: con respecto a la completación de pozos, véase la información adicional en A.4.5.

3.1.10 Unidad de equipo: unidad específica de equipo dentro de una clase de equipo, tal como se define dentro del límite principal.

EJEMPLO: una bomba

3.1.11 Redundancia de la unidad de equipo: (a nivel de unidad de equipo) disponibilidad de más de un medio para realizar la función requerida.

EJEMPLO: 3 X 50 %

3.1.12 Avería: incapacidad de un aparato para cumplir la función requerida.

(CEI 60050-191:1990)

3.1.13 Causa de avería: circunstancias que hayan generado una avería durante el diseño, fabricación o uso.

(CEI 60050-191:1990)

NOTA: para identificar la causa de la avería, normalmente se requiere realizar una investigación profunda que revele los factores organizacionales y humanos, así como las causas técnicas que pudieron originar la avería.

3.1.14 Descriptor de averías: aparente causa de una avería.

NOTA: tal como se indica normalmente en el sistema de control de mantenimiento.

3.1.15 Mecanismo de avería: proceso físico, químico o de otro tipo que ha generado una avería.

(CEI 60050-191:1990)

3.1.16 Modo de avería: modo de avería observado.

3.1.17 Falla: estado de un aparato que se caracteriza por su incapacidad para cumplir una función requerida, excepto cuando esto ocurra durante el mantenimiento preventivo u otras acciones previstas, o debido a la falta de recursos externos.

(CEI 60050-191:1990)

3.1.18 Aparato: cualquier parte, componente, dispositivo, subsistema, unidad funcional, equipo o sistema que pueda considerarse individualmente.

(CEI 60050-191:1990)

3.1.19 Parte mantenible: aparato que constituye una parte o ensamblaje de partes, que generalmente se encuentra en el nivel más inferior de la jerarquía durante el mantenimiento.

3.1.20 Mantenimiento: combinación de acciones técnicas y administrativas, incluyendo supervisión, cuyo fin es mantener o reparar el aparato para que opere en un estado que le permita realizar las funciones requeridas.

(CEI 60050-191:1990)

3.1.21 Horas-hombre de mantenimiento: duración acumulada de los tiempos de mantenimiento individual expresado en horas empleadas por el personal de mantenimiento para un tipo específico de acción de mantenimiento o durante un intervalo de tiempo determinado.

(CEI 60050-191:1990)

NOTA: para mayor información específica, remítase a la Figura 191-10 "Diagrama de tiempo de mantenimiento" en CEI 60050-191.

3.1.22 Avería no crítica: avería de una unidad de equipo que no causa la interrupción inmediata de la capacidad para cumplir la función requerida.

NOTA: en el caso de la completación de pozos, ver la información adicional en el punto A.4.5.

3.1.23 Estado operativo: estado en el que un aparato cumple una función requerida.

(CEI 60050-191:1990)

3.1.24 Tiempo operativo: intervalo de tiempo durante el cual un aparato está en estado operativo.

(CEI 60050-191:1990)

NOTA: en el caso de la completación de pozos, ver la información adicional en el punto A.4.5.

3.1.25 Mantenimiento preventivo: mantenimiento realizado a intervalos predeterminados o según criterios prescritos, y cuyo fin es reducir la probabilidad de avería o el deterioro del funcionamiento de un aparato.

(CEI 60050-191:1990)

3.1.26 Redundancia: (en un aparato) disponibilidad de dos o más medios para realizar una función requerida.

(CEI 60050-191:1990)

3.1.27 Desempeño confiable: capacidad de un objeto para realizar una función requerida bajo determinadas condiciones durante un intervalo de tiempo determinado.

(CEI 60050-191:1990)

3.1.28 Función requerida: función o combinación de funciones de un aparato que se consideran necesarias para brindar un determinado servicio.

(CEI 60050-191:1990)

3.1.29 Clase de severidad: efecto en el funcionamiento de la unidad de equipo.

3.1.30 Subunidad: ensamblaje de aparatos que cumple una función específica y que es necesaria para que la unidad de equipo logre el desempeño esperado dentro del límite principal.

3.1.31 Período de monitoreo: intervalo de tiempo entre la fecha de inicio y la fecha de recopilación de los datos.

3.2 Abreviaturas

BEN	Punto de referencia o "benchmarking"
LCC	Costo del ciclo de vida
MI	Parte mantenible
OREDA	Proyecto para la recopilación de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipo industrial de gas y petróleo.
PM	Mantenimiento preventivo
QRA	Evaluación del riesgo cuantitativo
RAM	Análisis de confiabilidad, disponibilidad y mantenimiento
RCM	Mantenimiento centrado en confiabilidad
RM	Confiabilidad y mantenimiento
WELLMASTER	Recopilación de datos de confiabilidad para equipo de completación de pozos

4. Calidad de los datos

4.1 Definición de calidad de los datos

Copyright por International Organization For Standardization

Wed Jun 07 07:19:30 2000

La confiabilidad de los datos RM recopilados y, por ende, de todos los análisis realizados, depende mucho de la calidad de los datos recopilados. Los datos de alta calidad se caracterizan por:

- La exhaustividad de los datos en relación a la especificación.
- El acatamiento de las definiciones de los parámetros de confiabilidad, tipos y formatos de datos.
- Ingreso, transferencia, manejo y almacenamiento exacto de datos (manualmente o a través de medios electrónicos).

4.2 Guía para la obtención de datos de calidad

Para obtener datos de alta calidad, es necesario hacer hincapié en las siguientes medidas antes de que el proceso de recopilación de datos comience:

- Investigar las fuentes de datos para asegurarse de que se puedan hallar los datos de inventario necesarios y de que los datos operativos estén completos.
- Definir el objetivo de la recopilación de datos a fin de reunir los datos pertinentes para el uso especificado. Dichos datos pueden utilizarse en los siguientes ejemplos de análisis: análisis de riesgo cuantitativo (QRA); confiabilidad, análisis de disponibilidad y mantenimiento (RAM); mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM); costo del ciclo de vida (LCC).
- Investigar la(s) fuente(s) de los datos a fin de asegurar la disponibilidad de datos de buena calidad.
- Identificar la fecha de instalación, población y período(s) operativo(s) del equipo del que se extraerán los datos.
- Se recomienda realizar un ejercicio piloto de los métodos y herramientas de recopilación de datos (manuales, electrónicos) a fin de verificar la factibilidad de los procedimientos planeados de recopilación de datos.
- Preparar un plan para el proceso de recopilación de datos; por ejemplo, programas, hitos, secuencia y número de unidades de equipo, períodos de tiempo que se cubrirán, etc.
- Capacitar, motivar y organizar al personal encargado de la recopilación de datos.
- Tomar las medidas necesarias para asegurar la calidad del proceso de recopilación de datos. Esto debe incluir, como mínimo, procedimientos para el control de calidad de los datos y registro y corrección de las desviaciones. En el anexo C, se incluye un modelo de lista de verificación.

Durante y después del ejercicio de recopilación de datos, se deberán analizar los datos a fin de verificar la consistencia, distribuciones razonables, códigos apropiados e interpretaciones correctas. El proceso de control de calidad debe documentarse. Al fusionar las bases de datos individuales, es esencial que cada registro de dato tenga una identificación única.

4.3 Sistemas de fuente de datos

El sistema de control de mantenimiento de las instalaciones constituye la principal fuente de datos RM. La calidad de los datos que pueden recuperarse de esta fuente depende, en primera instancia, de la manera en que se reportan los datos de RM. La generación de datos de RM, de acuerdo a esta Norma Internacional, debe considerarse en el sistema de control de mantenimiento de las instalaciones, brindando así una base más consistente y sólida para la transferencia de datos de RM a las bases de datos de RM del equipo.

El nivel de detalle de los datos de RM reportados y recopilados debe estar estrechamente vinculado con la producción e importancia de la seguridad del equipo. El establecimiento de prioridades debe basarse en la regularidad, seguridad y otras evaluaciones de criticidad.

Las personas responsables de reportar los datos de RM se beneficiarán del uso de estos datos. La participación de este personal en la determinación y comunicación de estos beneficios es un requisito para generar datos de RM de calidad.

5. Límites y jerarquía del equipo

5.1 Descripción de límites

Es necesario realizar una clara descripción de límites para la recopilación, fusión y análisis de los datos de RM de diferentes industrias, plantas o fuentes. De otro modo, la fusión y análisis se basarían en datos incompatibles.

Para cada clase de equipo, se definirá un límite que indique qué datos RM se recopilarán.

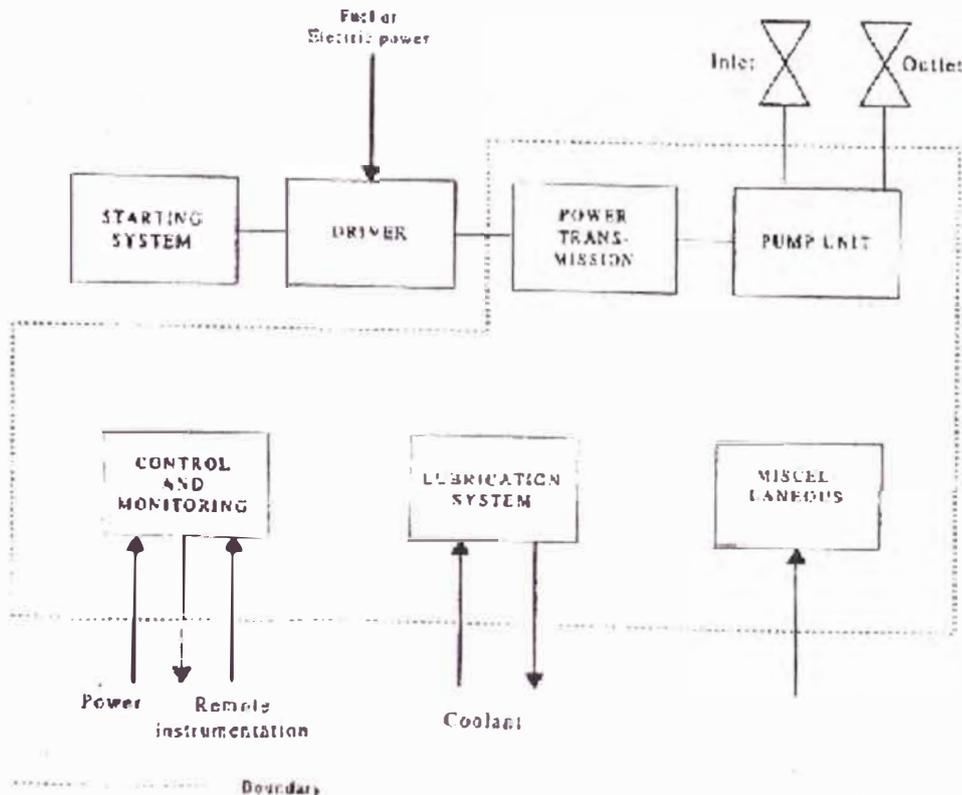


Figura 1- ejemplo de diagram de limite (Bombas)

En la figura 1. se muestra un modelo de diagrama de límites para una bomba.

El diagrama de límites deberá mostrar las subunidades y las interfaces con los equipos adyacentes. La descripción textual adicional deberá, para fines de claridad, especificar detalladamente lo que se considerará dentro y fuera de los límites.

Se debe tomar en cuenta la ubicación de los elementos del instrumento. En el ejemplo anterior, los aparatos de monitoreo y control central se incluyen frecuentemente dentro de la subunidad "control y monitoreo", mientras que la instrumentación individual (disparador, alarma, control) se incluye generalmente dentro de la subunidad apropiada, es decir, sistema de lubricación.

5.2 Guía para la definición de la jerarquía del equipo

Se recomienda elaborar una jerarquía del equipo. El nivel más alto es la clase de unidad de equipo. El número de subdivisiones dependerá de la complejidad de la unidad de equipo y el uso de los datos. Los datos de confiabilidad deben relacionarse con cada nivel de subdivisión dentro de la jerarquía del equipo a fin de que tengan validez y puedan compararse. Por ejemplo, los datos de confiabilidad "clase de severidad" deben relacionarse con la unidad de equipo, mientras que la causa de la avería debe relacionarse con el nivel más bajo en la jerarquía del equipo.

Copyright por International Organization For Standardization
Wed Jun 07 07:19:30 2000

Un instrumento solo puede no requerir mayor subdivisión, mientras que un compresor puede requerir varios niveles. Para los datos utilizados en los análisis de disponibilidad, es posible que sólo se necesiten datos de confiabilidad a nivel de unidad de equipo, mientras que el análisis RCM requerirá datos sobre el mecanismo de avería a nivel de la parte mantenible.

Normalmente, una unidad de equipo sólo requerirá una subdivisión en tres niveles.

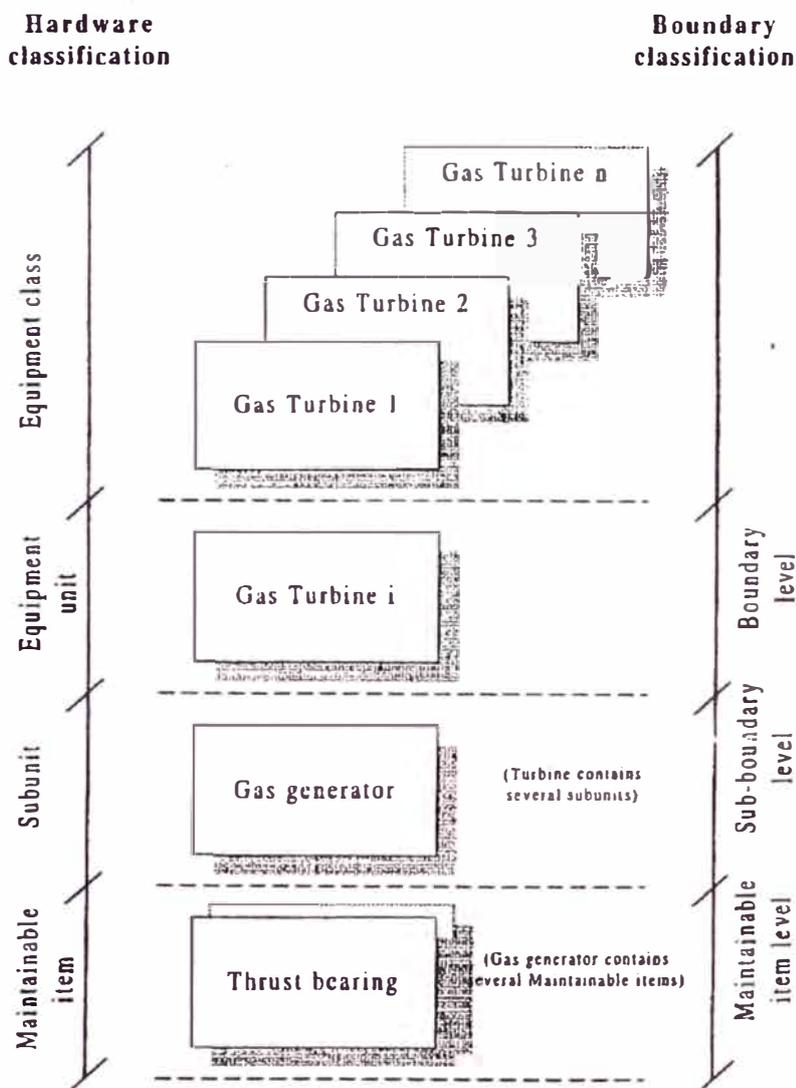


Figure 2 — Example of equipment hierarchy

En la figura 2 se muestra un ejemplo, a saber: unidad de equipo, subunidad y parte mantenible.

6. Estructura de la información

6.1 Categoría de datos

Los datos de RM deben recopilarse de manera organizada y estructurada. Las categorías superiores de datos para los datos sobre el equipo, las averías y el mantenimiento se muestran a continuación:

a) Datos del equipo

La descripción de equipo se caracteriza por:

- 1) Datos de identificación, por ejemplo, ubicación del equipo, clasificación, datos de instalación, datos de la unidad de equipo.
- 2) Datos de diseño, por ejemplo, datos del fabricante, características de diseño.
- 3) Datos de aplicación, por ejemplo, operación, ambiente.

Estas categorías de datos deben generalizarse para todas las clases de equipo; por ejemplo, clasificación por tipo, clasificación según unidad de equipo (ejemplo, número de fases para un compresor). Esto debe reflejarse en la estructura de base de datos. Para mayor detalle, ver la Tabla 1.

b) Datos de averías

Estos datos se caracterizan por:

- 1) Datos de identificación, registro de averías y ubicación del equipo.
- 2) Datos de la avería para fines de caracterización; por ejemplo, fecha de la avería, partes mantenibles averiadas, clase de severidad, modo de avería, causa de la avería, método de observación.

Para mayor detalle, ver la tabla 2.

c) Datos de mantenimiento

Estos datos se caracterizan por:

- 1) Datos de identificación; por ejemplo, registro de mantenimiento, ubicación del equipo, registro de averías.
- 2) Datos de mantenimiento, parámetros del mantenimiento; por ejemplo, fecha en que se realizó el mantenimiento, categoría del mantenimiento, actividad de mantenimiento, aparatos a los que se realizó mantenimiento, horas-hombre de mantenimiento por disciplina, tiempo de mantenimiento activo, tiempo de inactividad.

Para mayor detalle, ver la tabla 3.

El tipo de datos de averías y mantenimiento serán comunes para todas las clases de equipo, a excepción de aquellos casos donde se requerirán tipos específicos de datos, por ejemplo en el caso del equipo submarino.

El mantenimiento correctivo realizado debe registrarse a fin de describir la acción correctiva que se realizará tras una avería. Se requieren registros de mantenimiento preventivo para mantener una historia completa de vida útil de una unidad de equipo.

6.2 Formato de los datos

Cada registro, por ejemplo una avería, debe identificarse en la base datos mediante cierta cantidad de atributos. Cada atributo describe una información, como por ejemplo, el modo de avería. Se recomienda codificar cada información, siempre que sea posible. Las ventajas de este enfoque son:

Facilitación de consultas y análisis de datos.

- Ingreso simple de datos.
- Verificación de la consistencia durante el ingreso de datos, utilizando códigos predefinidos.

El rango de códigos predefinidos deberá optimizarse. Un rango de códigos resumido puede ser muy general y no sería útil. Un amplio rango de códigos podría brindar una descripción más precisa, pero dilatará el proceso de ingreso de datos; además, es posible que la persona que requiere los datos no utilice todos los códigos. En el anexo A y B se brindan ejemplos para diferentes códigos y tipo de equipo.

La desventaja de contar con una lista de códigos predefinidos frente a un texto general es que posiblemente se pierda cierta información detallada. Se recomienda incluir texto general a fin de brindar información suplementaria. También sería útil incluir campos de texto general con información adicional para el control de la calidad de los datos.

Tabla 1 – Datos del equipo

Categorías principales	Subcategorías	Datos
Identificación	Ubicación del equipo	Número de identificación del equipo (*)
	Clasificación	Clase de unidad de equipo, como por ejemplo, compresor (ver anexo A) (*) Tipo de equipo (ver anexo A) (*) Aplicación (ver anexo A) (*)
	Datos de instalación	Código o nombre de la instalación (*) Categoría de instalación; por ejemplo, plataforma, equipo submarino, refinería (*) Categoría de operación; por ejemplo, control a distancia, control manual (*) Área geográfica, por ejemplo, área sur del Mar del Norte, Mar Adriático, Golfo de México, Europa Continental, Oriente Medio.
	Datos de la unidad de equipo	Descripción de la unidad de equipo (nomenclatura) Número único; por ejemplo, número de serie Redundancia de la subunidad; por ejemplo, número de subunidades redundantes.
Diseño	Datos del fabricante	Nombre del fabricante (*) Designación del modelo del fabricante (*)
	Características de diseño	Pertinente para cada clase de equipo; por ejemplo, capacidad, energía, velocidad, presión, ver el anexo A (*)
Aplicación	Operación (uso normal)	Redundancia de la unidad de equipo; por ejemplo 3 x 50 % Modo utilizado durante la fase operativa; por ejemplo, operación continua, estado de espera, abierto/cerrado normalmente, intermitente. Fecha en que se instaló la unidad de equipo o fecha en que se inició la producción Período de monitoreo (tiempo calendario) (*) El tiempo operativo acumulado durante el período de monitoreo. Número de demandas durante el período de monitoreo, según corresponda. Parámetros operativos pertinentes para cada clase de equipo; por ejemplo, energía operativa, velocidad operativa, ver el anexo A.
	Factores ambientales	Condiciones ambientales (severa, moderada, benigna) ^a Ambiente interior (severo, moderado, benigno) ^b
Observaciones	Información adicional	Información adicional en texto general, según corresponda. Fuente de datos; por ejemplo, diagrama de proceso e instrumentación, hoja de datos, sistema de mantenimiento.

^a Características que deben considerarse, es decir, grado de protección del recinto, vibración, neblina salina u otros fluidos externos corrosivos, polvo, calor, humedad.

^b Características que deben considerarse en el caso de un compresor: benigno (gas – limpio y seco), moderado (cierta corrosión por gotas), severo (gas sulfuroso, alto CO₂, alto contenido de partículas).

Tabla 2 – Datos de la avería

Categoría	Datos	Descripción
Identificación	Registro de averías (*)	Identificación de avería única
	Ubicación del equipo (*)	Número de identificación
Datos de la avería	Fecha de la avería (*)	Fecha de detección de la avería (día/mes/año)
	Modo de avería (*)	A nivel de la unidad de equipo (ver anexo A)
	Impacto de la avería en el funcionamiento	Nula, parcial o total (también se pueden incluir aquellas consecuencias que hayan afectado el funcionamiento seguro)
	Clase de severidad (*)	Efecto en el funcionamiento de la unidad de equipo: avería crítica, avería no crítica
	Descriptor de averías	Descriptor de la avería (ver Tabla B.1)
	Causa de la avería	Causa de la avería (ver tabla B.2)
	Subunidad averiada	Nombre de la unidad averiada (ver ejemplos en el anexo A)
	Parte(s) mantenible(s) averiada(s)	Especifique la(las) parte(s) mantenible(s) averiada(s) (ver anexo A)
Observaciones	Método de observación	Cómo se detectó la avería (ver Tabla B.3)
	Información adicional	Brindar más detalles, si estuvieran disponibles, sobre las circunstancias que provocaron la avería (información adicional sobre la causa de la avería).

Tabla 3 – Datos de mantenimiento

Categoría	Datos	Descripción
Identificación	Registro de mantenimiento (*)	Identificación de avería única
	Ubicación del equipo (*)	Número de identificación
	Registro de la avería (*)	Identificación de la avería correspondiente (sólo mantenimiento correctivo)
Datos de mantenimiento del	Fecha del mantenimiento (*)	Fecha en que se realizó el mantenimiento
	Categoría de mantenimiento	Mantenimiento correctivo o mantenimiento preventivo
	Actividad de mantenimiento	Descripción de la actividad de mantenimiento (ver tabla B.4)
	Impacto del mantenimiento en el funcionamiento	Nula, parcial o total (también se pueden incluir aquellas consecuencias que hayan afectado el funcionamiento seguro)
	Subunidad a la que se realizó mantenimiento	Nombre de la subunidad a la que se realizó mantenimiento (ver Anexo A) ^a
	Parte(s) mantenible(s) a la(s) que se realizó mantenimiento	Especifique la(s) parte(s) mantenible(s) a la(s) que se realizó mantenimiento (ver Anexo A)
Recursos de mantenimiento ^b	Horas-hombre de mantenimiento por disciplina ^b	Horas-hombre de mantenimiento por disciplina (mecánica, eléctrica, instrumental, otras)
	Total de horas-hombre de mantenimiento	Total de horas-hombre de mantenimiento
Tiempo de mantenimiento de	Tiempo de mantenimiento activo	Duración del trabajo de mantenimiento activo realizado al equipo ^c
	Tiempo de inactividad	Intervalo de tiempo durante el cual un aparato se encuentra en estado de inactividad
Observaciones	Información adicional	Brindar más detalles, si estuvieran disponibles, sobre la actividad de mantenimiento, como por ejemplo, tiempo de espera anormal, relación con otras tareas de mantenimiento

^a En el caso del mantenimiento correctivo, la subunidad a la que se realizó mantenimiento generalmente será la misma que la que se especificó en el informe de averías (ver 7.2).

^b En el caso del equipo submarino, se aplica lo siguiente:

-Tipo de recurso(s) principal(es) y número de días empleados, por ejemplo, equipo de perforación, contenedores de inmersión, contenedor de servicio (*).

-Tipo de recurso(s) complementario(s) y número de horas empleadas, por ejemplo, buzos, ROV/ROT, personal de plataforma.

^c Esta información es necesaria para el análisis RAM y RCM. Actualmente, se registra con poca frecuencia en los sistemas de control de mantenimiento. Debe mejorarse la generación de este tipo de información.

6.3 Estructura de la base de datos

Los datos recopilados deben organizarse y relacionarse en una base de datos a fin de brindar un fácil acceso para actualizaciones, consultas y análisis de, por ejemplo, estadísticas y análisis de vida útil.

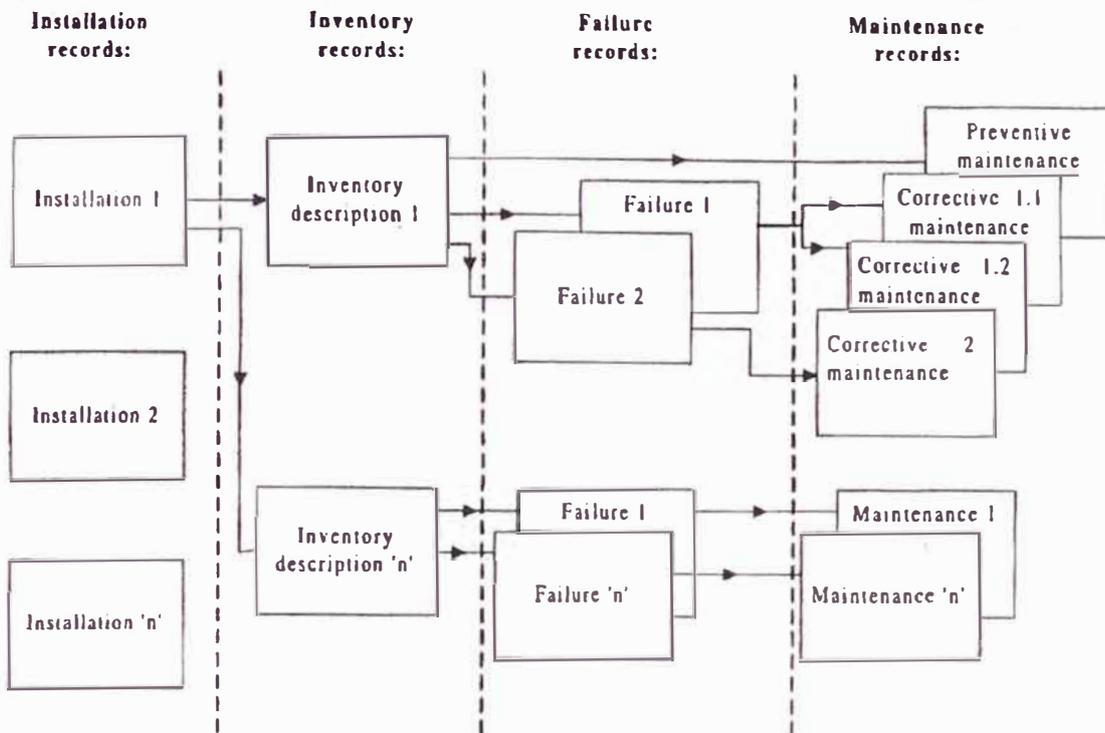


Figure 3 — Database structure

La Figura 3 brinda un ejemplo de cómo se puede estructurar de manera lógica la información en la base de datos.

7. Datos del equipo, averías y mantenimiento

7.1 Datos del equipo

El primer paso para la recopilación de datos RM es clasificar el equipo de acuerdo a parámetros técnicos, operativos y ambientales. Esta información también es necesaria para determinar si los datos son adecuados o válidos para varias aplicaciones. Existen algunos datos que son comunes a todas las clases de equipo y otros que son específicos a cada clase de equipo.

Para garantizar el logro de los objetivos establecidos en estas Normas Internacionales, es necesario recopilar un mínimo de datos. Estos datos están identificados con un asterisco (*) en las tablas 1, 2 y 3.

La tabla 1 contiene los datos comunes a todas las clases de equipo. También deben incluirse algunos datos que son específicos a cada clase de equipo. El Anexo A brinda ejemplos de esos datos para algunas clases de equipo. En los ejemplos del anexo A, se indican datos de prioridad.

Los datos mínimos requeridos para alcanzar los objetivos de esta Norma Internacional están identificados con un asterisco (*). Sin embargo, ciertas categorías de datos adicionales podrían mejorar significativamente los usos potenciales de los datos RM (ver anexo D).

NOTA: algunas características incluidas bajo la categoría principal "Aplicación", en la Tabla 1, pueden variar con el tiempo. Parte de esta información está vinculada con la información que se recopiló en base a las consecuencias de producción luego de una avería o actividad de mantenimiento. Esta información tiene una gran influencia en la interpretación del tiempo de inactividad.

Copyright por International Organization For Standardization

Wed Jun 07 07:19:30 2000

7.2 Datos de averías

Es esencial tener una definición uniforme de una avería y un método de clasificación cuando se combinen los datos de diferentes fuentes (plantas y operadores) en una sola base de datos RM.

Deberá utilizarse un solo informe de averías para todas las clases de equipo. Los datos se muestran en la Tabla 2.

Los datos mínimos requeridos para alcanzar los objetivos de esta Norma Internacional están identificados con un asterisco (*). Sin embargo, ciertas categorías de datos adicionales podrían mejorar significativamente los usos potenciales de los datos RM (ver anexo D).

7.3 Datos de mantenimiento

El objetivo del mantenimiento es:

a) Corregir una avería (mantenimiento correctivo). La avería debe reportarse tal como se indica en el punto 7.2.

b) (Como acción periódica y planificada) Evitar la ocurrencia de averías (mantenimiento preventivo).

Deberá utilizarse un solo informe de mantenimiento para todas las clases de equipo. Los datos requeridos se muestran en la Tabla 3.

Los datos mínimos requeridos para alcanzar los objetivos de esta Norma Internacional están identificados con un asterisco (*). Sin embargo, ciertas categorías de datos adicionales podrían mejorar significativamente los usos potenciales de los datos RM (ver anexo D).

ANEXO A (INFORMATIVO)

Atributos de las clases de equipo

A.1 Notas informativas

A.1.1 General

El anexo A brinda ejemplos en las Tablas A.1 hasta la A.66 sobre como se pueden categorizar algunos equipos de gas y petróleo según la taxonomía, definición de límites, datos de inventario y modos de avería. Estos datos son específicos de cada unidad de equipo. En el anexo B se muestran los datos comunes a todas las unidades de equipo.

En esta categorización, se ha aplicado un enfoque de normalización a la clasificación y subdivisión de unidades. Esto significa que se ha reducido el número total de categorías y definiciones de datos diferentes, a la vez que existen menos definiciones y códigos personalizados para cada unidad de equipo. Por lo tanto, el usuario debe utilizar las categorías y códigos que son aplicables a la unidad de equipo específico para la que se están recopilando los datos. Para las unidades de equipo con un diseño especial, se puede necesitar una categorización más personalizada que la que se muestra en estos ejemplos.

En las tablas donde se ha subdividido al equipo en "subunidad" y "partes mantenibles" (por ejemplo en la Tabla A.2), se recomienda incluir "partes mantenibles" adicionales, según sea necesario, para cubrir la instrumentación y la categoría "desconocida" en caso de que la información no estuviera disponible.

A.1.2 Definición de los límites

El propósito de la definición de los límites es asegurar que se tenga una idea clara de qué equipo se incluirá dentro del límite de un sistema particular y, por lo tanto, qué tipo de avería y mantenimiento deben registrarse. Se recomienda seguir las siguientes reglas para la definición de los límites:

- a) Excluir del límite de la unidad de equipo los aparatos conectados, a menos que se incluyan específicamente según la especificación del límite. Las averías que se presentan en una conexión (por ejemplo, las fugas) y que no pueden relacionarse exclusivamente con el *aparato conectado*, deben incluirse dentro de la definición de límite.
- b) Cuando el motor y la unidad accionada utilicen una subunidad en común (por ejemplo, el sistema de lubricación), relacione la avería de esta subunidad, como regla general, con la *unidad accionada*.
- c) Incluya la instrumentación sólo cuando ésta tenga una función específica de control y/o monitoreo en la unidad de equipo respectiva y/o cuando se instale en la unidad de equipo. La instrumentación de control y supervisión de uso más general (por ejemplo, sistemas SCADA) no deberá incluirse.

A.1.3 Modos de avería

En el anexo A, se brinda una lista de modos de avería para cada unidad de equipo. Los modos de avería deben relacionarse con el nivel de la unidad del equipo en la jerarquía. Los modos de avería utilizados pueden clasificarse en tres tipos:

- a) *No se obtiene la función* deseada (por ejemplo, no se puede encender).
- b) Existe una desviación en una *función específica que sobrepasa los límites aceptados* (por ejemplo, alta energía de salida).
- c) Se observa una *indicación de avería*, pero no existe un efecto inmediato y crítico en el funcionamiento de la unidad de equipo (en el caso de fugas).

En la última categoría, el modo de avería debe describir la *indicación de avería en el nivel de la unidad de equipo*, mientras que el descriptor de averías debe describir la *causa de la avería en el nivel más bajo dentro de la jerarquía del equipo* para la que se recopiló esta información.

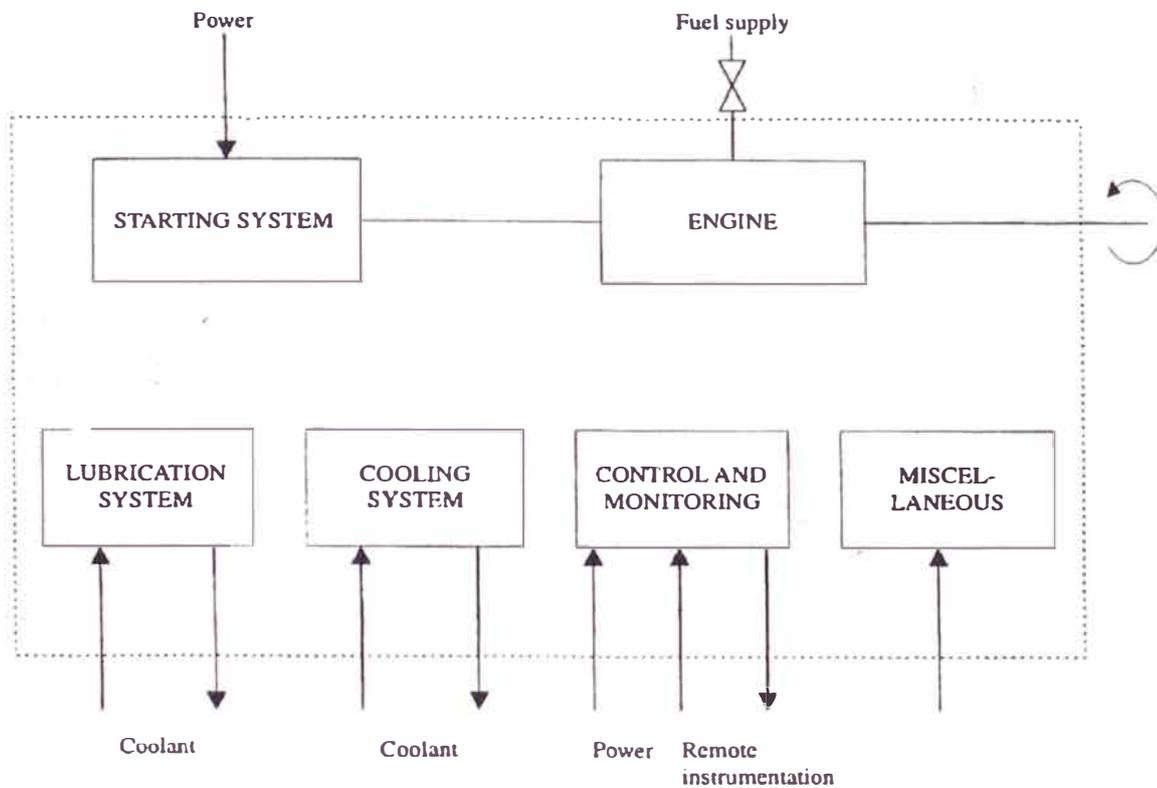
A.2 Equipo de procesamiento

A.2.1 Motor de combustión (pistón)

Tabla A.1 – Clasificación taxonómica - Motores de combustión

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Motores de combustión – pistón (motores diesel/gas)	CE	Motor diesel	DE	Energía primaria	MP
		Motor a gas	GE	Energía esencial	EP
				Grupo electrógeno	EM
				Inyección de agua	WI
				Manipulación de petróleo	OH
				Manipulación de gas	GH
				Extintor de incendios con agua	FF
				Manipulación de materiales	MH

NOTA: en la tabla A.1, las columnas "Tipo" y "Aplicación" muestran ejemplos típicos que se encuentran en las industrias de gas natural y petróleo. Esta relación de ejemplos no debe considerarse exhaustiva.



..... Boundary

Figure A.1 — Equipment boundary — Combustion engines

Tabla A.2 – Subdivisión de la unidad de equipo – Motores de combustión

Unidad de equipo	Motores de combustión					
	Subunidad	Sistema de arranque	Unidad del motor de combustión	Control y monitoreo	Sistema de lubricación	Sistema de refrigeración
Partes mantenibles	Energía de arranque (batería, aire) Unidad de arranque Control del arranque	Entrada de aire Turboalimentador Bomba de combustible Inyectores Filtros de combustible Sistema de escape Cilindros Pistones Eje Cojinete de empuje Cojinete radial Sellos Tubería Válvulas	Control Dispositivo actuador Monitoreo Válvulas Suministro de energía interna	Reservorio Bomba con motor Filtro Refrigerador Válvulas Tubería Petróleo Control de temperatura	Intercambiador de calor Ventilador y motor Filtro Válvulas Tubería Bomba Control de temperatura	Capote Otros Juntas bridas de

Tabla A.3 – Datos específicos de la unidad de equipo – Motores de combustión

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Aplicación del motor (*)	Nombre de la unidad accionada	Bomba, generador, compresor
Unidad accionada correspondiente	Especificar número de identificación de la unidad accionada	Numérica
Energía – diseño (*)	Energía de salida máxima nominal (diseño)	kW
Energía - operación (*)	Especificar la energía aproximada con la que se operó la unidad durante la mayor parte del tiempo de monitoreo	kW
Velocidad (*)	Velocidad del diseño	r/min
Número de cilindros	Especificar el número de cilindros	Número entero
Configuración del cilindro	Tipo	En línea, en V, plano
Sistema de arranque	Tipo	Eléctrico, hidráulico, neumático
Combustible	Tipo	Gas, petróleo liviano, petróleo mediano, petróleo pesado, doble
Tipo de filtración de entrada de aire	Tipo	Texto libre
Tipo de aspiración de motor (*)	Tipo de aspiración de motor	Turbo, natural

(*) Indica información de alta prioridad

Tabla A.4 – Modos de avería – Motores de combustión

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Motor de combustión	FTS	No arranca al momento de encender	Incapacidad para arrancar el motor
	STP	No se detiene al momento de apagar	Incapacidad para detener el motor o proceso incorrecto de interrupción
	SPS	Falsa parada	Interrupción inesperada del motor
	OWD	Opera sin accionar	Arranque no deseado
	BRD	Colapso	Daños graves (agarrotamiento, roturas, explosión, etc.)
	HIO	Alta energía de salida	Velocidad excesiva/energía de salida por encima de lo especificado
	LOO	Baja energía de salida	Energía de salida por debajo de lo especificado
ERO	Energía de salida errática	Oscilante o fluctuante	

ELF ELU INL	Fuga externa – combustible Fuga externa- medio de servicio Fuga interna	Fuga de gas combustible o diesel Aceite lubricante, refrigerante, etc. Por ejemplo, fuga de agua del refrigerador interno
VIB NOI OHE PDE	Vibración Ruido Sobrecalentamiento Desviación del parámetro	Vibración excesiva Ruido excesivo Temperatura excesiva Parámetro monitoreado que excede el nivel de tolerancias
AIR	Lectura anormal del instrumento	Por ejemplo, falsa alarma, lectura errónea
STD	Deficiencia estructural	Por ejemplo, roturas en la tapa o soporte de cilindro
SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Partes sueltas, decoloración, suciedad, etc.
OTH	Otros	Especificar en la celda de comentarios
UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible

A.2.2 Compresores

Tabla A.5 – Clasificación taxonómica – Compresores

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Compresor	CO	Centrífugo	CE	Procesamiento de gas	GP
		Recíproco	RE	Extracción de gas	GE
		De hélice	SC	Inyección de gas	GI
		Fuelle/ventilador	BL	Compresión de gas	GL
		Axial	AX	Aire comprimido	AI
				Refrigeración	RE

NOTA: en la tabla A.5, las columnas "Tipo" y "Aplicación" muestran ejemplos típicos que se encuentran en las industrias de gas natural y petróleo. Esta relación de ejemplos no debe considerarse exhaustiva.

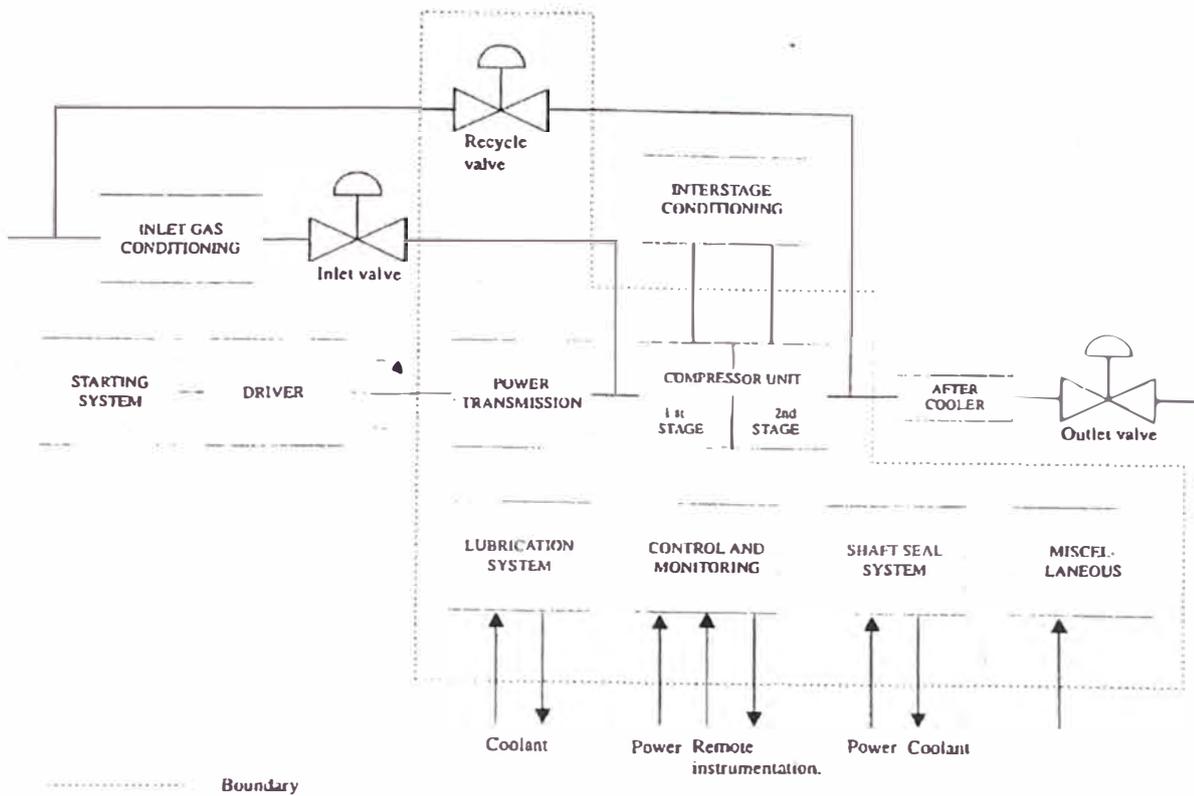


Figure A.2 — Equipment boundary — Compressors

Tabla A.6 – Subdivisión de la unidad de equipo – Compresores

Subdivisión de la unidad de equipo	Transmisión de energía	Compresor	Control y monitoreo	Sistema de lubricación	Sistema de sello de eje	Misceláneos
Partes mantenibles	Caja de cambios/accionamiento o regulable Cojinete Acoplamiento accionador Lubricación Sellos Acoplamiento a unidad accionada	Tubería de revestimiento Rotor con propulsores Pistón compensador Sello entre etapas Cojinete radial Cojinete de empuje Sellos de eje Tubería interna Válvulas Sistema controlador de oleaje, incluyendo válvula y controladores de reciclaje Pistón Camisa de cilindro Embrague	de Control Instrumento actuador Monitoreo Válvulas Suministro de energía interna	Tanque de petróleo sistema calefacción Bomba Válvulas check Refrigerador Filtros Tubería Válvulas Aceite lubricante	de Depósito con petróleo de calefacción Reservorio con Bomba motor/engranaje e Filtros Válvulas Gas de la etapa intermedia Aceite sellante Sello de gas seco Gas sellante Depurador (scrubber)	del Marco de base de Tubería, soporte de tubería y fuelles Control-aislamiento y válvulas check Refrigeradores Silenciadores Aire de purga Sistema de control de cojinete magnético Junta de bridas Otros

NOTA: las partes mantenibles mencionadas en la Tabla A.6 deben aplicarse según sea necesario para el tipo de compresor.

Tabla A.7 – Datos específicos de la unidad de equipo – Compresores

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Accionador correspondiente (*)	Especifique el número de identificación de registro único cuando sea necesario	Numérico
Gas manipulado (*)	Masa molar promedio (especifique gravedad x 28,96)	g/mol
Presión de succión – diseño (*)	Primera fase	Pascal (bar)
Presión de succión – operativa (*)	Primera fase	Pascal (bar)
Presión de descarga – diseño (*)	Última fase	Pascal (bar)
Presión de descarga – operativa (*)	Última fase	Pascal (bar)
Velocidad de circulación – diseño (*)		m ³ /h
Velocidad de circulación – operativo (*)		m ³ /h
Temperatura de descarga – diseño (*)		°C
Temperatura de descarga – operativa		°C
Energía – diseño (*)	Energía de diseño	kW
Utilización (*)	% utilización en comparación con el diseño	%
Cabeza politrópica		KJ/kg
Número de tuberías de revestimiento (*)	Número de tuberías de revestimiento en la sarta	Números enteros
Número de fases (*)	Número de fases del compresor (sin propulsores) en esta sarta	Números enteros
Tipo de estructura	Tipo	Cámara partida vertical (barril), cámara partida axial
Sello de eje	Tipo	Mecánico, petróleo, gas seco envasado, casquillo seco, laberinto, combinado
Refrigerador intermedio adaptado	Especifique si el refrigerador está adaptado	Si/no
Sistema de sello de eje (*)	Independiente, combinado, seco, etc.	Independiente, combinado, seco
Cojinete radial (*) Cojinete de empuje (*)	Tipo (especifique en la celda de comentarios si hay algún regulador de presión de empuje instalado)	Antifricción, chumacera, magnético
Velocidad	Velocidad del diseño	r/min
Tipo de accionador(*)	Tipo	Motor eléctrico, turbina de gas, turbina a vapor, motor diesel, motor de gas, turboexpansor, motor de gas integral
Acoplamiento	Tipo	Fijo, flexible, hidráulico, desacoplado
<i>Sólo compresores reciprocos:</i>		
Configuración del cilindro		En línea, opuesto, V, W
Orientación del cilindro		Horizontal, vertical, inclinado
Principio de trabajo (*)		De simple efecto, de doble efecto
Tipo de empaque (*)		Lubricado, seco
(*) Indica información de alta prioridad (*)		

Tabla A.8 – Modos de avería – Compresores

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Compresor	FTS	No se activa al momento de encender	Incapacidad para activar el compresor
	STP	No se detiene al momento de apagar	Incapacidad para detenerse o proceso incorrecto de interrupción
	SPS	Falsa parada	Interrupción inesperada del compresor
	BRD	Colapso	Daños graves (agarrotamiento, roturas, explosión, etc.)
	HIO	Alta energía de salida	Presión/flujo de la energía de salida por encima de lo especificado
	LOO	Baja energía de salida	Presión/flujo de la energía de salida por debajo de lo especificado
	ERO	Energía de salida errática	Presión/flujo oscilante o inestable
	ELP	Fuga externa - medio de elaboración	Escape del medio de elaboración al medio ambiente
	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Aceite lubricante/sellante, refrigerante, etc.
	INL	Fuga interna	Por ejemplo, medio de elaboración en aceite lubricante
	VIB	Vibración	Vibración excesiva
	NOI	Ruido	Ruido excesivo
	OHE	Sobrecalentamiento	Temperatura excesiva
	PDE	Desviación del parámetro	Parámetro monitoreado que excede el nivel de tolerancias
AIR	Lectura anormal del instrumento	Por ejemplo, falsa alarma, lectura errónea	
STD	Deficiencia estructural	Por ejemplo, roturas en el soporte o suspensión	
SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Partes sueltas, decoloración, contaminación, etc.	
OTH	Otros	Ninguna de las anteriores se aplica. Especifique en la celda de comentarios.	
UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible	

A.2.3 Unidades lógicas de control

Tabla A.9 – Clasificación taxonómica – Unidades lógicas de control

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Unidades lógicas de control	CL	PLC	LC	Detección de incendios y gas	FG
		Computadora	PC	Interrupción del proceso	PS
		Sistema de control distribuido	DC	Interrupción de emergencia	ES
		Relay	RL	Interrupción del proceso y ESD	CS
		Estado sólido	SS	Control del proceso	PC
Controlador de lazo simple	SL				

NOTA: en la Tabla A.9, las columnas "Tipo" y "Aplicación" muestran ejemplos típicos que se encuentran en las industrias de gas natural y petróleo. Esta relación de ejemplos no debe considerarse exhaustiva.

Figura A3

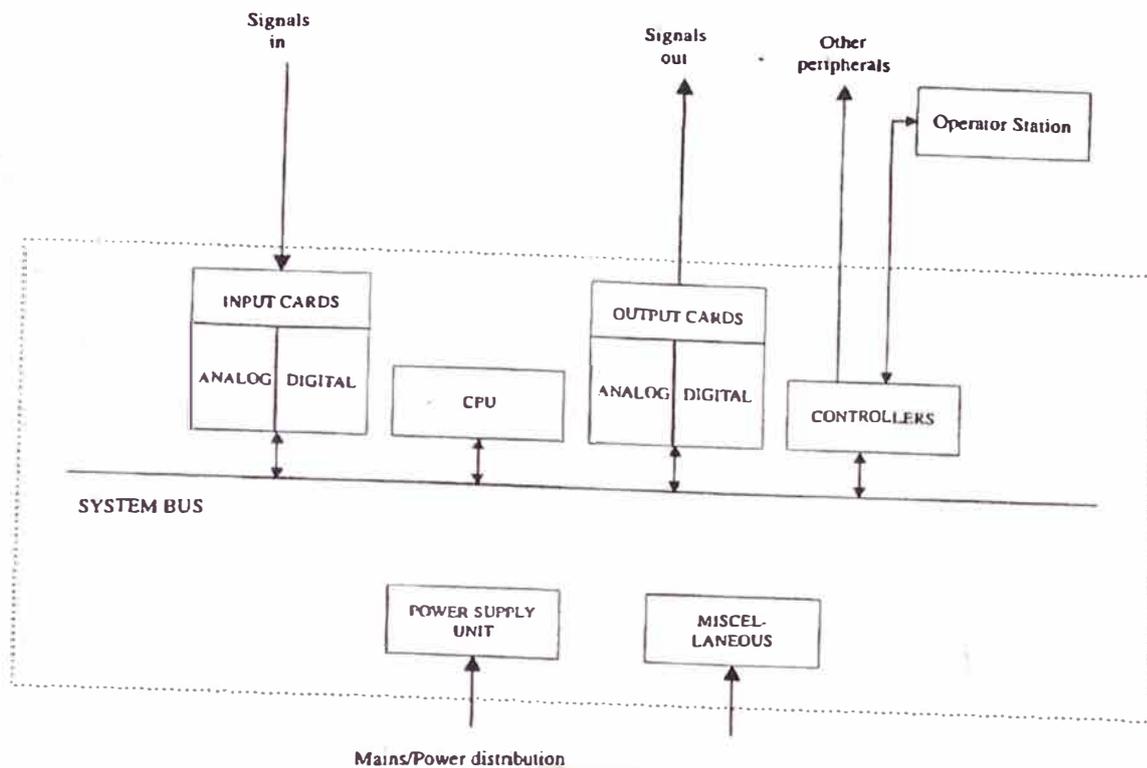


Figura A3

Tabla A.10 – Subdivisión de la unidad de equipo – Unidades lógicas de control

Unidad de equipo	Unidades lógicas de control				
Subunidad	Tarjetas de entrada analógica	Tarjetas de entrada digital	Tarjetas de salida analógica	Tarjetas de salida digital	Unidad de procesador central
Partes mantenibles	Tarjeta de entrada Unidad de conexión	Tarjeta de entrada Unidad de conexión	Tarjeta de salida Unidad de conexión <i>Relay</i>	Tarjeta de salida Unidad de conexión <i>Relay</i>	Unidad de procesador central (CPU) Memoria de acceso aleatorio (RAM) <i>Watchdog</i> (llave) / diagnóstico Software
Subunidad					
Partes mantenibles	Controlador de bus interno Control de unidad de visualización (VDU) Control de comunicación Control de disco Control de impresión	(No hay subdivisión)	(No hay subdivisión)	Otros	

Tabla A.11 – Datos específicos de la unidad de equipo – Unidades lógicas de control

Nombre	Descripción	Lista de códigos o unidades
Aplicación – lógica de control (*)	Lugar donde se utiliza	Detección de incendios y gas, interrupción del proceso, interrupción de emergencia, control del proceso, monitoreo
Tabla de la unidad de proceso central (*)	Por lo menos k de n sensores deberán emitir una señal para iniciar la acción de seguridad – se deberá introducir k y n	$k = 'nn'$ (número entero) $n = 'nn'$ (número entero)
(*) Indica información de alta prioridad		

Tabla A.12 – Modos de avería – unidades lógicas de control

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Unidades lógicas de control	FTF	No funcionan al momento de activarlas	No activa la función de energía de salida
	OWD	Opera sin accionar	Falsa alarma
	AOL	Energía de salida anormal – baja	Tendencia a presentar averías de tipo FTF, por ejemplo, baja energía de salida
	AOH	Energía de salida anormal – alta	Tendencia a presentar averías de tipo OWD, por ejemplo, alta energía de salida
	ERO	Energía de salida errática	Lectura ininteligible, por ejemplo, oscilante
	SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Se requieren algunas reparaciones menores
	UNK OTH	Desconocido Otros	Información inadecuada/no disponible Ninguna de las anteriores se aplica. Especifique en la celda de comentarios

A.2.4 Generadores eléctricos

Tabla A.13 – Clasificación taxonómica – Generadores eléctricos

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Generador eléctrico	EG	Turbina de gas accionada	TD	Energía primaria	MP
		Turbina a vapor accionada	SD	Energía esencial	EP
		Motor accionado, por ejemplo, motor diesel, motor a gas	MD	Grupo electrógeno	EM

NOTA: en la tabla A.13, las columnas "Tipo" y "Aplicación" muestran ejemplos típicos que se encuentran en las industrias de gas natural y petróleo. Esta relación de ejemplos no debe considerarse exhaustiva.

Tabla A.14 – Subdivisión de la unidad de equipo – Generadores eléctricos

Unidad de equipo	Generadores eléctricos					
	Subunidad	Transmisión de energía	Generador eléctrico	Control y monitoreo	Sistema de lubricación	Sistema de refrigeración
Partes mantenibles	Caja de cambios Cojinete Sellos Lubricación Acoplamiento al accionador Acoplamiento a la unidad accionada	Estator Rotor Excitación Cojinete radial Cojinete de empuje	Control Instrumento actuador Monitoreo Válvulas Suministro de energía interna	Reservorio Bomba con motor Filtro Refrigerador Válvulas Tubería Petróleo	Conmutador térmico Ventilador con motor Filtro Válvulas Tubería Bomba con motor	Capote Aire purgado Otros

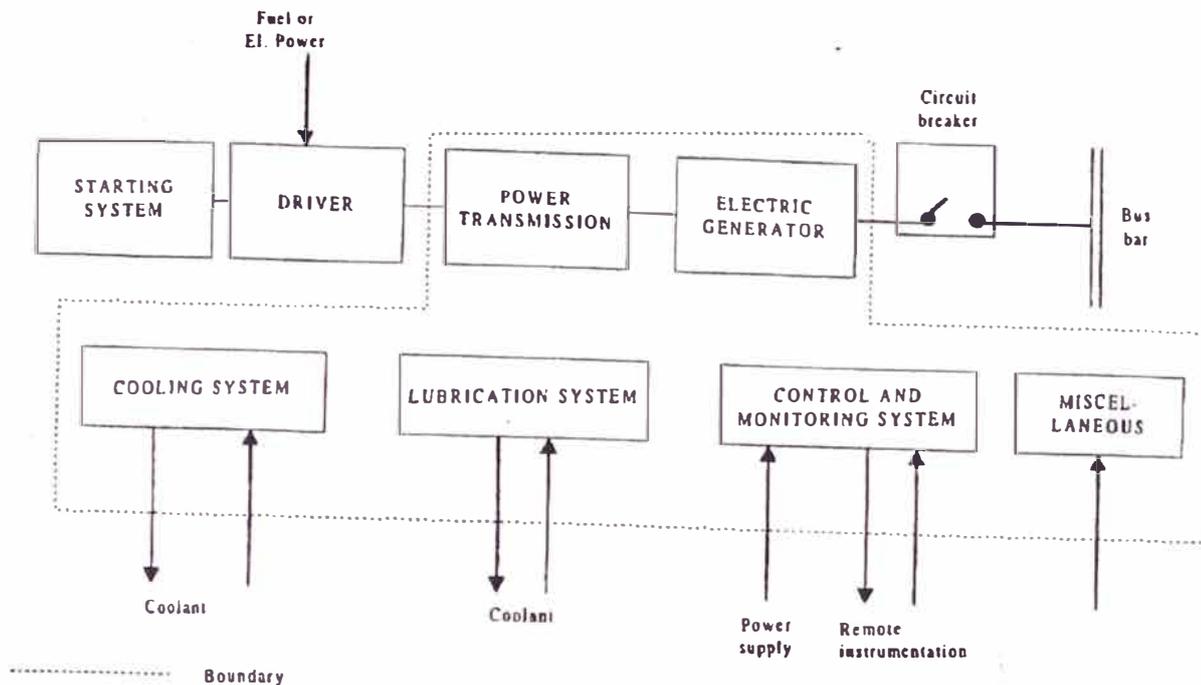


Figure A.4 — Equipment boundary — Electric generators

Tabla A.15 – Datos específicos de la unidad de equipo – Generadores eléctricos

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Accionador correspondiente (*)	Especifique el número de identificación del accionador cuando sea necesario	Numérico
Tipo de accionador (*)	Tipo	Motor eléctrico, turbina a gas, turbina a vapor, motor diesel, motor de gas
Acoplamiento	Especifique (fijo, flexible, etc.)	Fijo, flexible, hidráulico, desacoplado
Velocidad sincrónica (*)		r/min
Frecuencia	Frecuencia del diseño	Hz
Voltaje (*)	Voltaje del diseño	kV
Energía – diseño	Energía de diseño	kW
Factor de energía	$\cos \phi$	Numérica
Control de excitación (*)	Tipo	Automática, manual
Tipo de excitación (*)	Anillo rozante/sin escobillas	Anillo rozante sin escobillas
Grado de protección	Clase de protección de acuerdo a CEI 60529	
Clase de aislamiento – estator (*)	Clase de aislamiento de acuerdo a CEI 60085	Y, A, E, B, F, H, 200, 220, 250
Aumento de temperatura - estator		°C
Clase de aislamiento - rotor	Clase de aislamiento de acuerdo a CEI 60085	Y, A, E, B, F, H, 200, 220, 250
Aumento de temperatura - rotor		°C
Cojinete radial(*) Cojinete de empuje	Tipo	Antifricción, chumacera, magnético
Lubricación de los cojinetes	Tipo de lubricación del cojinete	Grasa, baño de aceite, petróleo presurizado, anillo de engrase
Refrigerador de generador (*)	Tipo	Aire/aire, aire/agua, de ventilación abierta

(*) Indica información de alta prioridad

Tabla A.16 – Modos de avería – Generadores eléctricos

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Generadores eléctricos	FTS	No se activan al momento de encender	Incapacidad para activar el generador
	STP	No se detienen al momento de apagar	Incapacidad para detener el generador o proceso incorrecto de interrupción
	SPS	Falsa parada	Interrupción inesperada del generador
	BRD	Colapso	Daños graves (agarrotamiento, roturas, explosión, etc.)
	SYN	No logra sincronizar	Incapacidad para sincronizar el generador
	FOF	Frecuencia de salida defectuosa	Transmisión de energía reducida Vibración excesiva Ruido excesivo Aceite lubricante, refrigerante, etc. Temperatura excesiva Parámetro monitoreado que excede el nivel de tolerancias Por ejemplo, falsa alarma, lectura errónea Por ejemplo, roturas en el soporte o suspensión Partes sueltas, decoloración, suciedad, etc. Especifique en la celda de comentarios Información inadecuada/no disponible
	FOV	Voltaje de salida defectuosa	
	LOO	Baja energía de salida	
	VIB	Vibración	
	NOI	Ruido	
	ELU	Fuga externa – medio de servicio	
	OHE	Sobrecalentamiento	
	PDE	Desviación del parámetro	
	AIR	Lectura anormal del instrumento	
	STD	Deficiencia estructural	
SER	Problemas menores durante el funcionamiento		
OTH	Otros		
UNK	Desconocido		

A.2.5 Motores eléctricos

Tabla A.17 – Clasificación taxonómica – Motores eléctricos

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Motor eléctrico	EM	Corriente alterna	AC	Extinción de incendios con agua	FF
		Corriente directa	DC	Inyección de agua	WI
				Manipulación de petróleo	OH
				Manipulación de gas	GH
				Procesamiento de gas	GP
				Inyección química	CI
				Aspiración de agua de mar	SL

NOTA: en la tabla A.17, las columnas "Tipo" y "Aplicación" muestran ejemplos típicos que se encuentran en las industrias de gas natural y petróleo. Esta relación de ejemplos no debe considerarse exhaustiva.

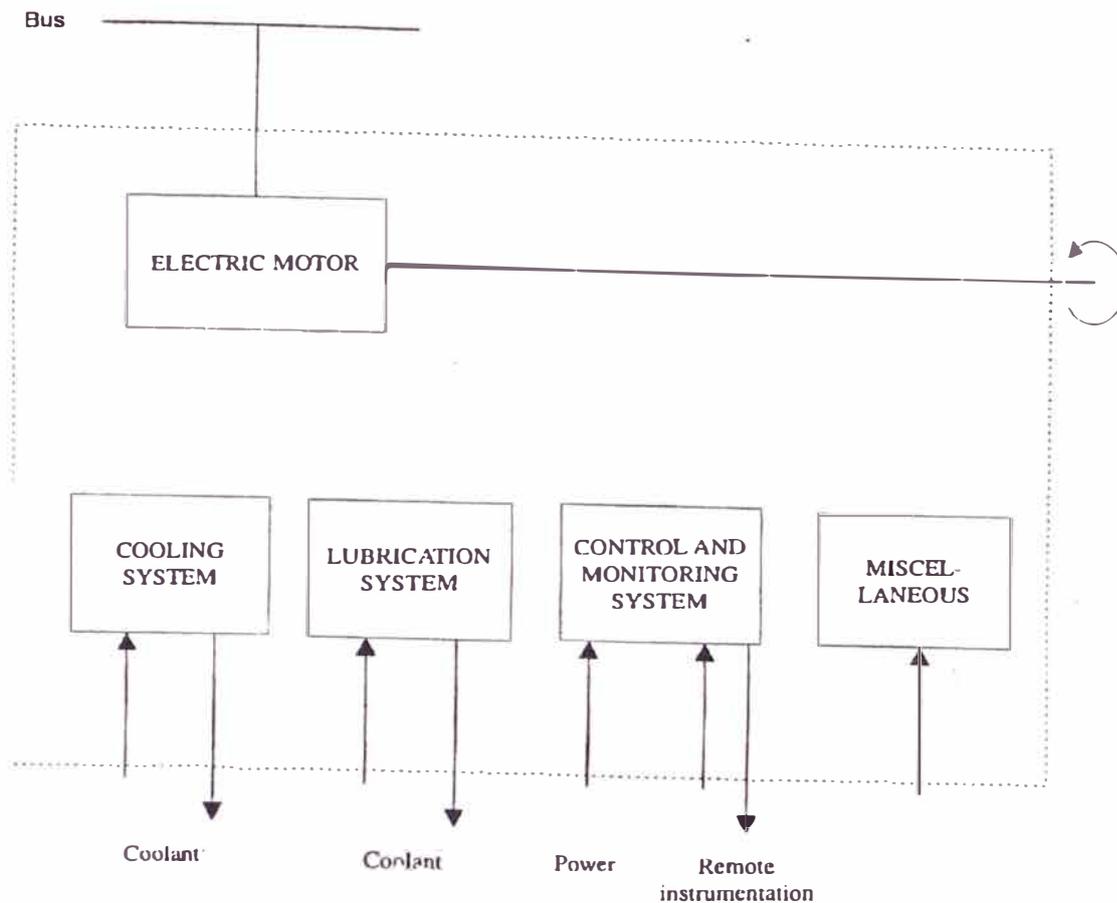


Figure A.5 — Equipment boundary — Electric motors

Tabla A.18 – Subdivisión de la unidad de equipo – Motores eléctricos

Subunidad	Motor eléctrico	Control y monitoreo ^a	Sistema de lubricación	Sistema de refrigeración	Misceláneo
Partes mantenibles	Estator Excitación Cojinete radial Cojinete de empuje Acoplamiento	Rotor Control Instrumento actuador Monitoreo Válvulas Suministro de energía interna	Reservorio Bomba con motor Filtro Refrigerador Válvulas Tubería Petróleo	Conmutador térmico Filtro Válvulas Tubería Bomba con motor Ventilador con motor	Capote Otros

^a Normalmente no se requiere ningún sistema de control adicional para los motores. En el caso de los motores de clase Ex (p) (presurizado) se monitorea la presión interna. La temperatura puede monitorearse en motores grandes.

Tabla A.19 – Datos específicos de la unidad de equipo – Motores eléctricos

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Unidad accionada correspondiente	Especifique el número de identificación del accionador cuando sea necesario	Numérica
Aplicación del accionador (*)	Tipo de unidad accionada	Bomba, compresor
Energía – diseño (*)	Máxima energía de salida (diseño)	kW
Energía - operación	Especifique la energía aproximada que se utilizó para operar la unidad durante la mayor parte del tiempo de inspección	kW
Velocidad variable	Especifique si se instaló o no	Si/no
Velocidad (*)	Velocidad del diseño	r/min
Voltaje (*)	Voltaje del diseño	V
Tipo de motor (*)	Tipo	Inducción, conmutador (d.c.), sincrónico
Cojinete radial (*) Cojinete de empuje	Tipo	Antifricción, chumacera, magnético
Grado de protección (*)	Clase de protección de acuerdo al CEI 60529	
Clase de seguridad (*)	Categorías de clasificación explosión/fuego, por ejemplo, Ex(d), Ex(e)	Por ejemplo: Ex(d), Ex(e)
(*) Indica información de alta prioridad		

Tabla A.20 – Modos de avería – Motores eléctricos

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Motores eléctricos	FTS	No arranca al momento de encender	Incapacidad para activar el motor
	STP	No se detiene al momento de apagar	Incapacidad para detener el motor o proceso incorrecto de interrupción
	SPS	Falsa parada	Interrupción inesperada del motor
	OVD	Opera sin accionar	Arranque no deseado
	BRD	Colapso	Daños graves (agarrotamiento, roturas, explosión, etc.)
	HIO	Alta energía de salida	Energía de salida por encima de lo especificado
	LOO	Baja energía de salida	Transmisión de energía reducida
	ERO	Energía de salida errática	Oscilante
	VIB	Vibración	Vibración excesiva
	NOI	Ruido	Ruido excesivo
	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Aceite lubricante, refrigerante, etc.
	OHE	Sobrecalentamiento	Temperatura excesiva
	PDE	Desviación del parámetro	Parámetro monitoreado que excede el nivel de tolerancias
	AIR	Lectura anormal del instrumento	Por ejemplo, falsa alarma, lectura errónea
	STD	Deficiencia estructural	Por ejemplo, roturas, desgaste, fractura
SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Aparatos flojos, decoloración, suciedad, etc.	
OTH	Otros	Especifique en la celda de comentarios	
UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible	

A.2.6 Detectores de incendios y gas

Tabla A.21 – Clasificación taxonómica – Detectores de incendios y gas

Clase de equipo		Tipo		Aplicación		
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código	
Detectores de incendios y gas	FG	Humo/Combustión	BS	Detección de incendios	FD	
		Calor Flama	BH BF			
		Hidrocarburo	AB	Detección de gas		GD
		H ₂ S	AS			

NOTA: en la tabla A.21, las columnas "Tipo" y "Aplicación" muestran ejemplos típicos que se encuentran en las industrias de gas natural y petróleo. Esta relación de ejemplos no debe considerarse exhaustiva.

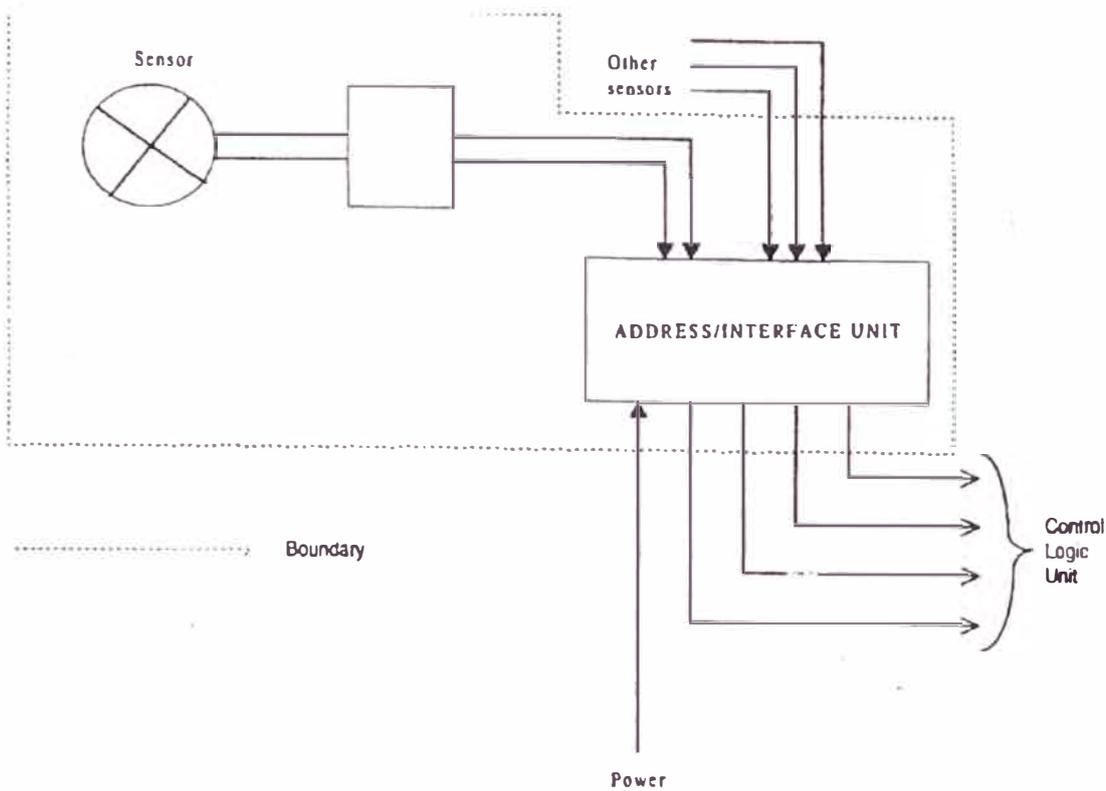


Figure A.6 – Equipment boundary – Fire and gas detectors

Tabla A.22 – Subdivisión de la unidad de equipo – Detectores de incendios y gas

Unidad de equipo	Detectores de incendios y gas		
	Sensor	Unidad de interfaz	Misceláneo
Partes mantenibles	Casquillo de montaje Cabezal de detector Cubierta	Tarjeta de control Visualización Caja Cableado	Otros

Tabla A.23 – Datos específicos de la unidad de equipo – Detectores de incendio y gas

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Ubicación en la instalación (*)	Lugar donde se instala	Cabeza de pozo, árbol de navidad, línea de flujo de cabeza de pozo, línea de inyección de cabeza de pozo, bomba, turbina, generador eléctrico, separador, intercambiador de calor, recipiente, cabecilla, motor eléctrico, turboexpansor, perforación, tubería, procesamiento de lodo, servicios, vivienda, entrada de aire, unidad de alquilización, unidades de isomerización, desintegradores catalíticos, cuarto de control, cuarto auxiliar, MCC y sala de conmutación.
Configuración del sensor, k de n	Por lo menos k de n sensores deberán emitir una señal para iniciar la acción de seguridad – deberá ingresarse k y n	k = 'nn' (número entero) n = 'nn' (número entero)
Configuración de lazos, i de j	Por lo menos i de j lazos deberán emitir una señal para llevar a cabo la acción de seguridad – deberá ingresarse i y j . Si no hay configuración de lazos, deje el espacio en blanco.	i = 'nn' (número entero) j = 'nn' (número entero)
Principio del sensor (*)	Tipo	Catalítico, electroquímico, ionización, fotoelectroquímico, bin fotoeléctrico, IR, UV, IR/UV, aumento de nivel, comp. de nivel, temperatura fija, tapón fusible.
Principio de protección en caso de avería	Normalmente activado, normalmente desactivado. Normalmente no se aplica al equipo análogo.	Activado, desactivado
Comunicación de detector †(*)	Tipo	Convencional, direccionable (una sola dirección), inteligente (dos direcciones)
Autocomprobación (*)	Grado de autocomprobación	No hay autocomprobación, prueba automática de anillo, prueba incorporada
Tiempo operativo detallado	Indica la culminación de los materiales informativos	Comentarios adicionales para la recopilación del tiempo operativo de los detectores de incendios y gas y sensores de procesos
Clase de seguridad	Ex estándar	Ex (d), Ex(e), ninguna

(*)Indica información de alta prioridad

Este grupo de celdas de datos se incluye en el informe de existencias de detectores de incendios y gas y sensores de proceso a fin de rastrear las amplias variaciones en el uso y nivel de detalle de los datos introducidos en el sistema de administración de la información sobre instalaciones. Las celdas de datos en la Tabla A.24 indican el tiempo total de disponibilidad de las diferentes categorías de averías durante el período de inspección. Este tiempo se registra en horas con respecto al tiempo de inspección y siempre será menor o igual al tiempo de inspección.

Las celdas de datos se organizan en una matriz tal como se muestra en la Tabla A.24.

Las celdas de datos deben llenarse, en base a lo que se encuentra disponible *realmente* y no a lo que *debería* estar disponible según los procedimientos del operador.

Sin esta información, el análisis de los datos podría conllevar a la conclusión general de que el operador que presenta los informes de historia más completos, también registra la tasa de avería estimada más alta para detectores/sensores. Por ejemplo, un operador podría no registrar el cambio de un cabezal de detector si esto se realiza como parte del mantenimiento preventivo. Comparar la tasa de avería de este operador con la tasa de avería de otro operador que sí registra todos los cambios realizados podría llevar a confusiones.

Por lo tanto, a fin de comparar datos similares, debe especificarse el tiempo total que se empleó durante el período de inspección para registrar la combinación de actividad de restauración y modos de avería. En la matriz que se brinda a continuación se indican las múltiples combinaciones, por ejemplo, si el período de inspección es de 10000 h y t_R es 5000 h., esto significa que los datos de *cambio de partes* (incluyendo todos

los modos de avería) se registraron durante la mitad del período de inspección y están a disposición de la persona que necesita los datos.

Tabla A.24 – Tiempos de registro de datos según la combinación tipo de reparación y modo de avería para detectores de incendios y gas y sensores de proceso

Actividad de mantenimiento	Modo de avería			
	FTF ^a NOO/ VLO ^b	SPO SLL/SHH	HIO/LOO/ SER/OVH OTROS	TODOS MODOS LOS
Cambio de partes (por el personal de mantenimiento)	t _R ^F	t _R ^S	t _R ^O	t _R
Ajuste/reparación/ reajuste (por el personal de mantenimiento)	t _A ^F	t _A ^S	t _A ^O	t _A
Verificación (reinicio) (por el personal operativo)	t _C ^F	t _C ^S		t _C
Todas las actividades de reparación	t ^F	t ^S	t ^O	t

^a Modo de avería aplicable a los detectores de incendios, sensores de proceso y unidades lógicas de control.
^b Modo de avería aplicable a los detectores de gas.

Las categorías de averías se definen como:

- a) Averías t_R donde se ha reemplazado la subunidad del detector.
- b) Averías t_R^F donde se ha reemplazado la subunidad del detector debido a una muy baja (o nula) energía de salida del detector durante la condición de prueba (generalmente, se registra en los informes de mantenimiento preventivo).
- c) Averías t_R^S donde se ha reemplazado la subunidad del detector debido a una señal de falsa alarma (generalmente, se registra en los informes de mantenimiento correctivo).
- d) Averías t_R^O donde se ha reemplazado la subunidad del detector debido a modos de avería distintos de FTF/SPO (generalmente, se registra en los informes de mantenimiento preventivo o correctivo).
- e) Averías t_A donde se ha reparado/ajustado/reajustado la subunidad del detector.
- f) Averías t_A^F donde se ha reparado/ajustado/reajustado la subunidad del detector debido a una muy baja (o nula) energía de salida del detector durante la condición de prueba. (generalmente, se registra en los informes de mantenimiento preventivo).
- g) Averías t_A^S donde se ha reparado/ajustado/reajustado la subunidad del detector debido a una señal de falsa alarma (generalmente, se registra en los informes de mantenimiento correctivo).
- h) Averías t_A^O donde se ha reparado/ajustado/reajustado la subunidad del detector debido a modos de avería distintos de FTF/SPO (generalmente, se registra en los informes de mantenimiento preventivo o correctivo o en cuadernos de trabajo técnico detallados).
- i) Averías t_C donde el detector no ha respondido a condiciones de fuego real o ha emitido una falsa alarma; sólo se necesita reiniciar para continuar con la operación.
- j) Averías t_C^F donde el detector no ha respondido a condiciones de fuego real; sólo se necesita reiniciar para continuar con la operación (generalmente, se registra en informes de incendios -cerca del blanco-).
- k) Averías t_C^S donde el detector ha emitido una señal de falsa alarma; sólo se necesita reiniciar para continuar con la operación (generalmente, se registra en los cuadernos de trabajo de la sala de control o en los informes de actividad diaria).
- l) t^F, t^S, t^O, t Resumen de tiempos dentro de cada categoría de modo de avería.

Tabla A.25 – Modos de Avería – Detectores de incendios y gas

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Detectores de incendios	FTF	No funciona al momento de activarlos	Incapacidad para activar el detector
	OWD	Opera sin previa acción	Falsa alarma
	AOL	Energía de salida anormal – baja	Tendencia a presentar averías de tipo FTF, por ejemplo, baja energía de salida
	AOH	Energía de salida anormal – alta	Tendencia a presentar averías de tipo OWD, por ejemplo, alta energía de salida
	ERO	Energía de salida errática	Lectura ininteligible, por ejemplo, oscilante
	SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Se requieren algunas reparaciones menores
	UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible
	OTH	Otros	Especifique en la celda de comentarios
Detectores de gas	SHH	Falsa señal de alarma de alto nivel	Por ejemplo 60% LEL
	SLL	Falsa señal de alarma de bajo nivel	Por ejemplo 20% LEL
	HIO	Alta energía de salida	Por ejemplo lectura 10% - 20% LEL sin gas de prueba/lectura por encima del 80% con gas de prueba
	HIU	Alta energía de salida, lectura no disponible	—
	LOO	Baja energía de salida	Por ejemplo, lectura entre 31% - 50% LEL con gas de prueba ^a
	LOU	Baja energía de salida, lectura desconocida	—
	VLO	Energía de salida muy baja	Por ejemplo, lectura entre 11% - 30% LEL con gas de prueba
	NOO	Energía de salida nula	Por ejemplo, lectura menor a 10% LEL con gas de prueba
	ERO	Energía de salida errática	Lectura ininteligible (por ejemplo, oscilante)
	SER	Problemas menores de funcionamiento	Se requieren reparaciones menores

^a Asumiendo un punto de referencia nominal del 65% LEL.

A.2.7 Turbinas de gas

Tabla A.26 – Clasificación taxonómica – Turbinas de gas

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Turbina de gas	GT	Industrial	IN	Manipulación de petróleo	OH
		Aero-derivada	AD	Procesamiento de gas	GP
		Industrial ligera	LI	Extracción de gas	GE
				Inyección de gas	GI
				Compresión de gas	GL
				Energía primaria	MP
				Energía esencial	EP
				Grupo electrógeno	EM
				Inyección de agua	WI
				Refrigeración	RE

NOTA: en la tabla A.26, las columnas "Tipo" y "Aplicación" muestran ejemplos típicos que se encuentran en las industrias de gas natural y petróleo. Esta relación de ejemplos no debe considerarse exhaustiva.

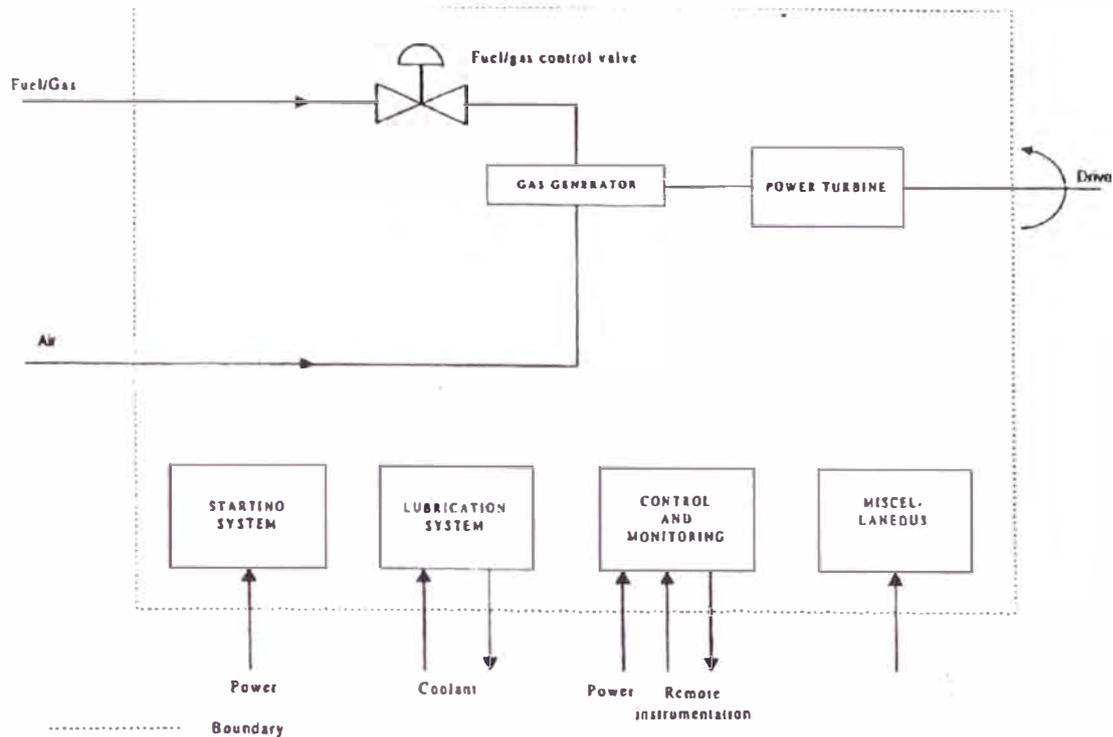


Figure A.7 — Equipment boundary — Gas turbines

Tabla A.27 – Subdivisión de la unidad de equipo – Turbinas de gas

Unidad de equipo	Turbinas de gas					
	Subunidad	Sistema de arranque	Generador de gas	Turbina de potencia	Control y monitoreo	Sistema de lubricación
Partes mantenibles	Energía de arranque (batería, aire) Unidad de arranque Control de arranque	Entrada de aire Rotor de compresor Álabe de compresor Cámaras de combustión Quemadores Control de combustible Rotor de turbina Estator de turbina Tubería de revestimiento Cojinete de empuje Cojinete radial Sellos Válvulas Tubería	Rotor Estator Tubería de revestimiento Cojinete radial Cojinete de empuje Sellos Sistema de escape Válvulas Tubería	Control Instrumento actuador Monitoreo Válvulas Suministro de energía interna	Reservorio Bomba con motor Filtro Refrigerador Válvulas Tubería Petróleo	Capote Aire purgado Junta de bridas Otros Sistema de lavado con agua

Tabla A.28 – Datos específicos de la unidad de equipo – Turbinas de gas

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Energía – diseño (*)	Clasificación de energía según ISO	kW
Energía – operación (*)	Especifique la energía aproximada que se utilizó para operar la unidad durante la mayor parte del tiempo de inspección	kW
Velocidad (*)	Velocidad del diseño (eje motor)	r/min
Número de ejes (*)	Especifique el número	No hay cifras
Sistema de arranque (*)	Especifique el principal sistema de arranque	Eléctrico, hidráulico, neumático
Sistema de arranque de respaldo	Especifique si es importante	Eléctrico, hidráulico, neumático
Combustible (*)	Tipo de combustible	Gas, petróleo liviano, petróleo medio, petróleo pesado, dual
Aplicación de accionador (*)	Tipo de unidad accionada	Bomba, generador eléctrico, compresor
Unidad accionada correspondiente	Especifique el número de identificación del accionador cuando sea necesario	Numérica
Tipo de filtración de entrada de aire	Tipo	Texto general

(*) Indica información de alta prioridad

Tabla A.29 – Modos de avería – Turbinas de gas

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Turbinas de gas	FTS	No funcionan al momento de encender	Incapacidad para activar la turbina
	STP	No se detiene al momento de apagar	Incapacidad para detenerse o proceso incorrecto de interrupción
	SPS	Falsa parada	Interrupción inesperada de la turbina
	OWD	Opera sin previa acción	Arranque no deseado
	FCH	No puede cambiar de un tipo de combustible al otro	Motores de dos combustibles: no logra cambiar de un tipo de combustible al otro
	BRD	Colapso	Daños graves (agarrotamiento, roturas, explosión, etc.)
	HIO	Alta energía de salida	Por ejemplo, velocidad excesiva
	LOO	Baja energía de salida	Eficiencia/ energía por debajo de lo especificado
	ERO	Energía de salida errática	Operación inestable/rpm oscilante
	ELF	Fuga externa – combustible	Gas combustible o fuga de diesel
	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Aceite lubricante/sellante, refrigerante, etc.
	INL	Fuga interna	Por ejemplo, medio de procesamiento en aceite lubricante
	VIB	Vibración	Vibración excesiva
	NOI	Ruido	Ruido excesivo
	OHE	Sobrecalentamiento	Temperatura excesiva
	PDE	Desviación del parámetro	Parámetro monitoreado que excede el nivel de tolerancias
	AIR	Lectura anormal del instrumento	Por ejemplo, falsa alarma, lectura errónea
	STD	Deficiencia estructural	Por ejemplo, roturas en el soporte o suspensión
	SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Partes sueltas, decoloración, suciedad, etc.
	OTH	Otros	Especifique en la celda de comentarios
UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible	

A.2.8 Intercambiador de calor

Tabla A.30 – Clasificación taxonómica – Intercambiador de calor

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Conmutador térmico	HE	Carcasa y tubo	ST	Manipulación de petróleo	OP
		Placa	PL	Procesamiento de gas	GP
		Doble tubería	DP	Extracción de gas	GE
		Bayoneta	BY	Sistema de refrigeración	CW
		Circuito impreso Refrigerado por aire	CI AC	Condensación	CO

NOTA: en la tabla A.30, las columnas "Tipo" y "Aplicación" muestran ejemplos típicos que se encuentran en las industrias de gas natural y petróleo. Esta relación de ejemplos no debe considerarse exhaustiva.

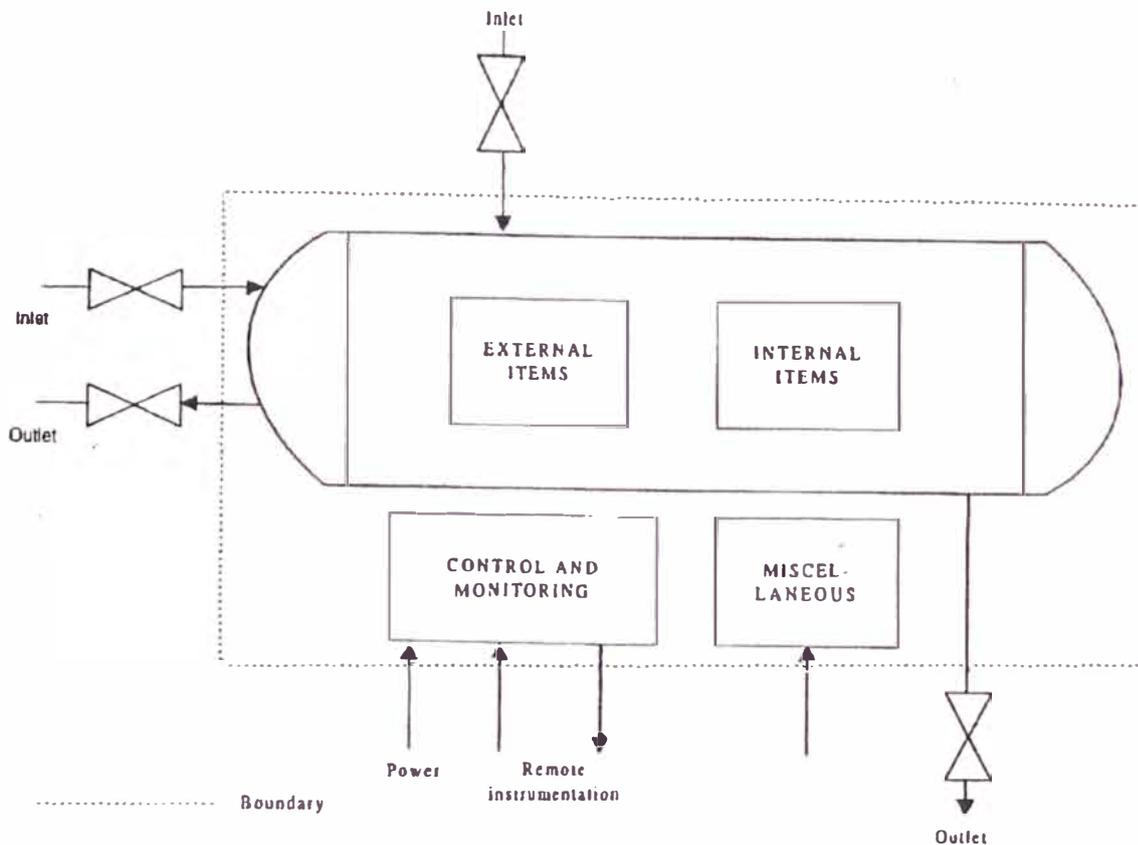


Figure A.8 — Equipment boundary — Heat exchangers

Tabla A.31 – Subdivisión de la unidad de equipo – Intercambiador de calor

Unidad de equipo Subunidad	Conmutador térmico			
	Externo	Interno	Control y monitoreo	Misceláneos
Partes mantenibles	Soporte Estructura/armazón	Estructura/carcasa Tubos	Control Instrumento actuador	Ventilador ^a Motor del ventilador
	Válvulas Tubería	Placas Sellos (empaquetado)	Monitoreo Válvulas Suministro de energía interna	Otros

^a Aplicable solo a los intercambiadores de calor enfriados por aire.

Tabla A.32 – Datos específicos de la unidad de equipo – Intercambiadores de calor

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Fluido, lado caliente (*)	Tipo de fluido	Ej. petróleo, gas, condensado, agua dulce, vapor, agua de mar, petróleo crudo, agua aceitosa, gas de quema, agua/glicol, metanol, nitrógeno, químicos, hidrocarburo, aire.
Fluido, lado frío (*)	Tipo de fluido	Ej. petróleo, gas, condensado, agua dulce, vapor, agua de mar, petróleo crudo, agua aceitosa, gas de quema, agua/glicol, metanol, nitrógeno, químicos, hidrocarburo, aire.
Transferencia térmica (*)	Valor del diseño	kW
Utilización(*)	Transferencia térmica usada/nominal	%
Presión, lado caliente (*)	Presión del diseño	Pascal (bar)
Presión, lado frío (*)	Presión del diseño	Pascal (bar)
Caída de temperatura, lado caliente	Operación	°C
Aumento de temperatura, lado frío	Operación	°C
Tamaño – diámetro (*)	Externo	Mm
Tamaño – longitud (*)	Externo	Mm
Número de tubos/placas		Númérica
Material del tubo/placa (*)	Especifique el tipo de material en los tubos/placas	Texto general

(*) Indica la información de alta prioridad

Tabla A.33 – Modos de avería – Intercambiadores de calor

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Intercambiador de calor	IHT	Transferencia de calor insuficiente	Calefacción/refrigeración insuficiente
	ELP	Fuga externa – medio de procesamiento	El medio de procesamiento escapa al medio ambiente
	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Escape del refrigerante al medio ambiente
	INL	Fuga interna	Comunicación entre el lado caliente y lado frío
	PLU	Enchufado/obturado	Restricción total o parcial del flujo debido a hidratos, cera, incrustaciones, etc.
	STD	Deficiencia estructural	Fortaleza reducida debido al impacto, corrosión inaceptable, roturas, etc.
	PDE	Desviación del parámetro	Parámetro monitoreado que excede el nivel de tolerancias
	AIR	Lectura anormal del instrumento	Por ejemplo, falsa alarma, lectura defectuosa
	SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Partes sueltas, decoloración, suciedad, etc.
	OTH UNK	Otros Desconocido	Especifique en la celda de comentarios Información inadecuada/no disponible

A.2.9 Sensores del proceso

Tabla A.34 – Clasificación taxonómica – Sensores del proceso

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Sensores del proceso	PS	Presión	PS	Procesamiento de petróleo	OP
		Nivel	LS	Procesamiento de gas	GP
		Temperatura	TS	Procesamiento de condensados	CP
		Flujo	FS	Sistema de refrigeración	CW
		Velocidad	SP	Apagado de incendios con agua	FF
		Vibración	VI	Inyección de agua	WI
		Desplazamiento	DI	Tratamiento de agua aceitosa	OW
Analizador	AN	Inyección química	CI		
Peso	WE	Fluido de completación	CF		

NOTA: en la tabla A.34, las columnas "Tipo" y "Aplicación" muestran ejemplos típicos que se encuentran en las industrias de gas natural y petróleo. Esta relación de ejemplos no debe considerarse exhaustiva.

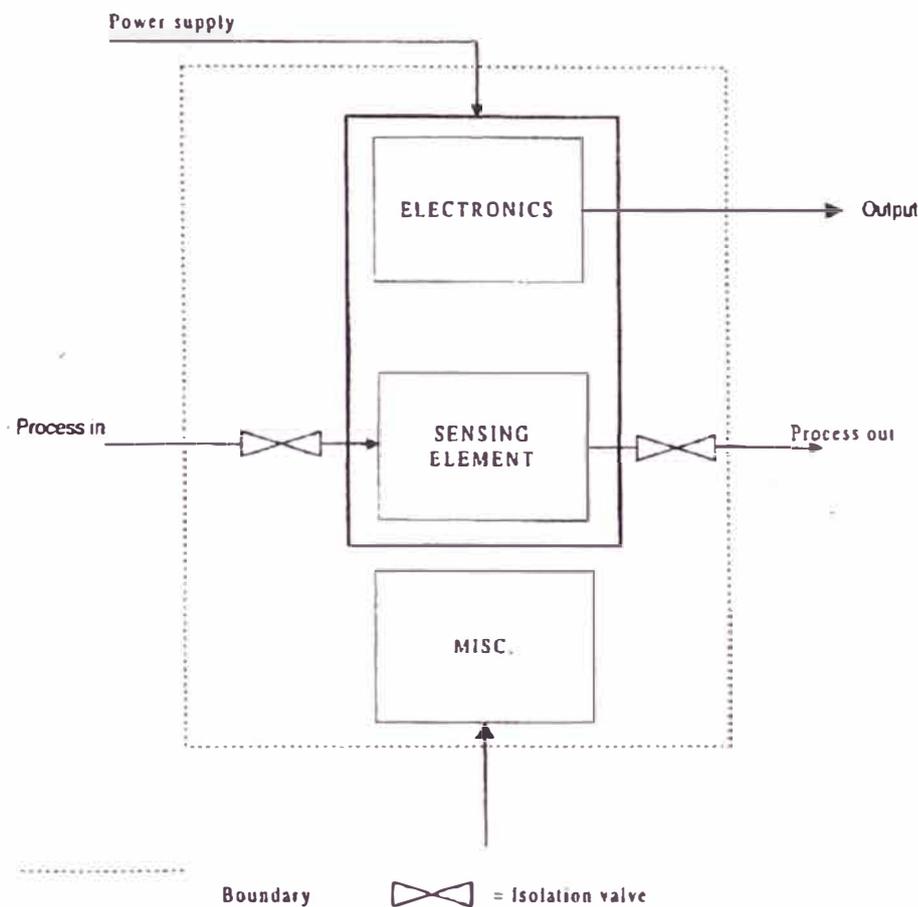


Figure A.9 — Equipment boundary — Process sensors

Tabla A.35 – Subdivisión de la unidad de equipo - Sensores del proceso

Unidad de equipo	Sensores del proceso	
Subunidad	Sensor y electrónica	Misceláneo
Partes mantenibles	Elemento sensor Electrónica	Válvula de aislamiento Tubería Otros

Tabla A.36 – Datos específicos de la unidad de equipo – Sensores de proceso

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Ubicación en la instalación (*)	Lugar donde se instala	Cabeza de pozo, árbol de navidad o conexiones, línea de flujo de cabeza de pozo, línea de inyección de cabeza de pozo, bomba, turbina, generador eléctrico, separador, intercambiador de calor, recipiente, cabecilla, motor eléctrico, turboexpansor, perforación, tubería, procesamiento de lodo, servicios, vivienda, entrada de aire, unidad de alquilización, unidades de isomerización, desintegradores catalíticos.
Aplicación (*)	Lugar donde se aplica	Interrupción, control de proceso, interrupción de emergencia, interrupción del proceso, detección de incendios y gas, sin retorno, desfogue, reducción de la presión, by-pass, purgación, monitoreo, combinado
Presión - operación	Presión operativa normal	Pascal (bar)
Temperatura - operación	Temperatura operativa normal	°C
Configuración del sensor, k de n	Por lo menos k de n sensores deberán emitir una señal para iniciar la acción de seguridad/control – deberá ingresarse k y n; si no hay configuración, deje el espacio en blanco	k = 'nn' (número entero) n = 'nn' (número entero)
Presión – referencia (*)	Aplicable sólo para los sensores de presión	Diferencial, absoluto, escala
Principio del sensor de presión (*)	Aplicable sólo para sensores de presión	"Bonded strain", semiconductor, tensión, piezoeléctrico, electromecánico, capacitancia, reluctancia
Principio sensible al nivel (*)	Aplicable sólo para sensores de nivel	Celda de presión diferencial, capacitancia, conductivo, desplazamiento, diafragma, sónico, óptico, microondas, frecuencia de radio, nuclear
Principio de sensor de temperatura (*)	Aplicable sólo para los sensores de temperatura	Detector de temperatura de resistencia (PT), termopar, capilar
Principio de sensor de flujo (*)	Aplicable sólo para los sensores de flujo	Desplazamiento, cabeza diferencial (conducto/tubería cerrada, canal abierto), velocidad, masa
Tipo – sensor de proceso (*)	Transmisor (convierte el parámetro del proceso, por ejemplo, la presión, en las señales eléctricas proporcionales – 4mA a 20 mA o 0 V a 10 V (ref. CEI 60381-2); Transductor (convierte los parámetros del proceso, por ejemplo, la presión, en señales eléctricas proporcionales – energía de salida no amplificada); Conmutador (convierte los parámetros del proceso, por ejemplo, la presión, en señales eléctricas de conexión/desconexión)	Transmisor, transductor, conmutador
Principio de protección en caso de avería (*)	Tipo	Normalmente activado, desactivado. Normalmente no se aplica al equipo análogo.
Comunicación del detector (*)	Tipo	Convencional, direccionable (en una sola dirección), inteligente –smart- (en dos direcciones)
Autocomprobación (*)	La misma que se consignó para los detectores de incendios y gas	Ninguna, "auto-loop", incorporado, (built-in) combinación de prueba de bucle automática y prueba incorporada (automatic loop-test/built-in test).
Tiempo operacional detallado	El mismo que se consignó para los detectores de incendios y gas	
Clase de seguridad	Ex estándar	Ex(d), Ex(e), ninguna

(*) Indica información de alta prioridad

Tabla A. 37 – Modos de avería – Sensores de proceso

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Sensores de proceso	FTF	No funciona al momento de encender	Sensor "atascado"
	OWD	Opera sin previa demanda	Falsa alarma
	AOL	Energía de salida anormal - baja	Tendencia a presentar averías de tipo FTF, por ejemplo, baja energía de salida
	AOL	Energía de salida anormal – baja	
	AOH	Energía de salida anormal – alta	Tendencia a presentar averías de tipo OWD, por ejemplo, alta energía de salida
	ERO	Energía de salida errática	Lectura ininteligible, por ejemplo, oscilante
	SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Se requieren algunas reparaciones menores
UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible	
OTH	Otros	Especifique en la celda de comentarios	
UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible	

A.2.10 Bombas

Tabla A.38 – Clasificación taxonómica – Bombas

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Bomba	PU	Centrífuga	CE	Extinción de incendios con agua	FF
		Recíproca De hélice	RE RO	Inyección de agua Manipulación de petróleo	WI OH
		Rotatoria		Tratamiento de gas Procesamiento de gas Inyección química Aspiración de agua de mar Extracción de NGL Utilitario	GT GP CI SL NE UT

NOTA: en la tabla A.38, las columnas "Tipo" y "Aplicación" muestran ejemplos típicos que se encuentran en las industrias de gas natural y petróleo. Esta relación de ejemplos no debe considerarse exhaustiva.

Tabla A.39 – Subdivisión de la unidad de equipo - Bombas

Unidad de equipo	Bombas				
	Transmisión de energía	Unidad de la bomba	Control y monitoreo	Sistema de lubricación	Misceláneos
Partes mantenibles	Caja de cambios/accionamiento o regulable Cojinete Sellos Lubricación Acoplamiento al accionador Acoplamiento a la unidad accionada	Soporte de tubería Tubería de revestimiento Propulsor Eje Cojinete radial Cojinete de empuje Sellos Válvulas Tubería Camisa de cilindro Pistón Diafragma	Control Instrumento actuador Monitoreo Válvulas Suministro de energía interna	Reservorio con bomba motor Filtro Refrigerador Válvulas Tubería Petróleo	Aire purgado Sistema de refrigeración/ calefacción Filtro, ciclón Amortiguador de pulsación Juntas de bridas Otros

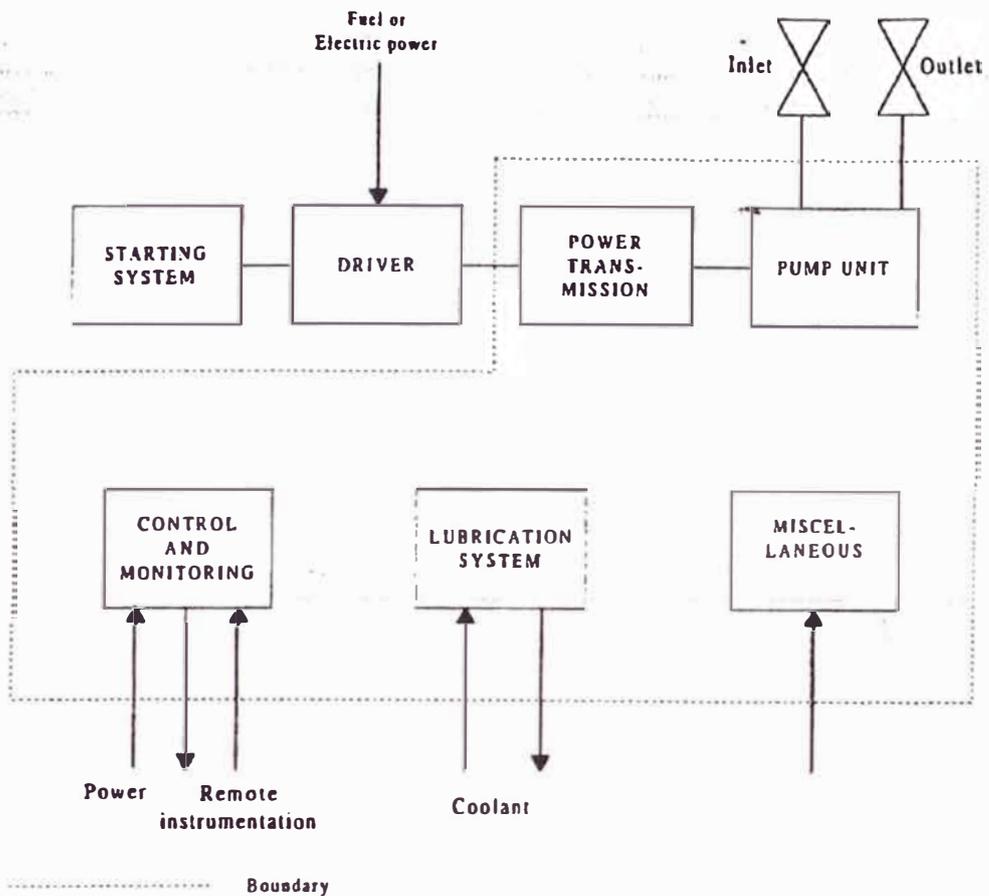


Figure A.10 — Equipment boundary — Pumps

Tabla A.40 – Datos específicos de la unidad de equipo – Bombas

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Accionador correspondiente (*)	Especifique el número de identificación cuando sea necesario. Es obligatorio para el uso de bombas contra incendio.	
Tipo de accionador (*)	Tipo	Motor eléctrico, de turbina, diesel, a gas
Fluido manipulado (*)	Tipo	Petróleo, gas, condensado, agua dulce, vapor, agua de mar, petróleo crudo, agua grasosa, gas de quema, gas combustible, agua/glicol, metanol, nitrógeno, químicos, mezcla con hidrocarburo, gas/petróleo, gas/condensado, petróleo/agua, gas/petróleo/agua
Corrosivo/erosivo de fluidos (*)	Benigno (fluidos limpios, por ejemplo, aire, agua, nitrógeno) Moderadamente corrosivo/erosivo (petróleo/gas no definido como severo, agua de mar, ocasionalmente, partículas) Severamente corrosivo/erosivo [gas/petróleo sulfuroso (H ₂ S alto), CO ₂ alto, alto contenido de arena]	Benigno, moderado, severo
Aplicación – bomba (*)	Lugar donde se aplica	Elevador de potencia, suministro, inyección, transferencia, elevación, dosificación, dispersa
Diseño de bomba	Característica del diseño	Axial, radial, compuesto, diafragma, pulsador, pistón, tomillo, paleta, engranaje, lóbulo
Energía – diseño (*)	Diseño/energía nominal de bomba	kW
Utilización de la capacidad (*)	Operación normal/capacidad del diseño	%
Presión de succión – diseño (*)	Presión del diseño	Pascal (bar)
Presión de descarga – diseño (*)	Presión del diseño	Pascal (bar)
Velocidad	Velocidad del diseño	r/min o golpes/minuto
Número de fases	Centrífugo Número de propulsores (en todas las fases) Recíproco Número de cilindros Rotatorio Número de rotores	Numérico
Tipo de estructura	Barril, cámara partida, etc.	Barril, cámara partida, cámara axial, cartucho
Orientación del eje		Horizontal, vertical
Sello de ejes	Tipo	Mecánico, sello de aceite, gas seco, empaquetado, casquillo, sello seco, laberinto, combinado
Tipo de transmisión	Tipo	Directo, engranaje, integral
Acoplamiento	Acoplamiento	Fijo, flexible, hidráulico, magnético, desacoplado
Medio ambiente (*)	Sumergido o coladura en seco	
Refrigeración de la bomba	Especifique si se ha instalado un sistema de refrigeración independiente	Si/no
Cojinete radial Cojinete de empuje	Tipo Especifique en la celda de comentarios si el regulador de la presión de empuje está instalado	Antifricción, chumacera, magnético
Soporte del cojinete	Tipo	Suspendido entre cojinetes, caja de bomba, mango hendido
(*) Indica información de alta prioridad		

Tabla A.41 – Modos de avería – Bombas

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Bombas	FTS	No se activan al momento de encender	Incapacidad para activar la bomba
	STP	No se detiene al momento de apagar	Incapacidad para detenerse o proceso incorrecto de interrupción
	SPS	Falsa parada	Interrupción inesperada de la bombas
	BRD	Colapso	Daños graves (incautación, roturas, explosión, etc.)
	HIO	Alta energía de salida	Presión/flujo de la energía de salida por encima de lo especificado
	LOO	Baja energía de salida	Presión/flujo de la energía de salida por debajo de lo especificado
	ERO	Energía de salida errática	Presión/flujo oscilante o inestable
	ELP	Fuga externa - medio de procesamiento	Escape del medio de procesamiento al medio ambiente
	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Aceite lubricante/sellante, refrigerante, etc.
	INL	Fuga interna	Por ejemplo, medio de elaboración en aceite lubricante
	VIB	Vibración	Vibración excesiva
	NOI	Ruido	Ruido excesivo
	OHE	Sobrecalentamiento	Temperatura excesiva
	PDE	Desviación del parámetro	Parámetro monitoreado que excede el nivel de tolerancias
AIR	Lectura anormal del instrumento	Por ejemplo, falsa alarma, lectura errónea	
STD	Deficiencia estructural	Por ejemplo, roturas en el soporte o suspensión	
SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Partes sueltas, decoloración, suciedad, etc.	
OTH	Otros	Especifique en la celda de comentarios.	
UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible	

A.2.11 Turboexpansores

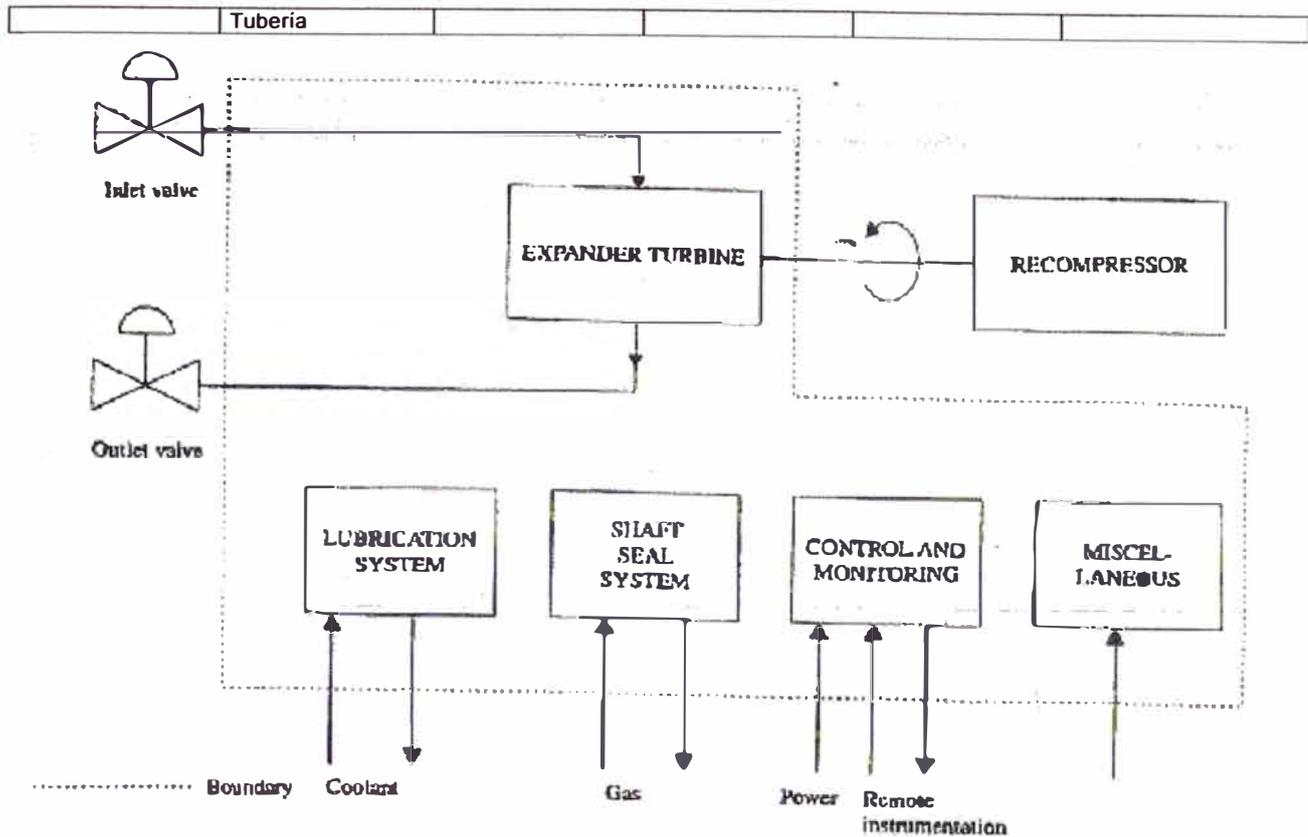
Tabla A.42 – Clasificación taxonómica – Turboexpansores

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Turboexpansor	TE	Centrífugo	CE	Procesamiento de gas	GP
		Axial	AX	Tratamiento de gas	EG
				Generación de electricidad	GT

NOTA: en la tabla A.42, las columnas "Tipo" y "Aplicación" muestran ejemplos típicos que se encuentran en las industrias de gas natural y petróleo. Esta relación de ejemplos no debe considerarse exhaustiva.

Tabla A.43 – Subdivisión de la unidad de equipo – Turboexpansores

Unidad de equipo	Turboexpansor					
Partes mantenibles	Turbina expansora	Control monitoreo	y	Sistema de lubricación	Sistema de sello de eje	Misceláneo
	Rotor con impulsores	Control Instrumento		Reservorio	Equipo de gas	Otros
	Paletas de entrada	actuador		Bomba con motor	sellador	
	Tubería de revestimiento	Monitoreo		Filtro	Gas sellador	
	Cojinete radial	Válvulas		Refrigerador		
	Cojinete de empuje	Suministro de energía interna		Válvulas		
	Sellos			Tubería petróleo		
	Pantalla de entrada					
	Válvulas					



Note: Driven units other than recompressors (e.g. pumps or generators) are outside the boundary

Tabla A.44 – Datos específicos de la unidad de equipo – Turboexpansores

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Aplicación del motor	Tipo de unidad accionada	Bomba, generador eléctrico, compresor
Potencia – diseño (*)	Potencia máxima de salida diseñada	kW
Potencia - operativa	Especificar la potencia aproximada en la cual la unidad ha sido operada durante la mayor parte del tiempo de vigilancia	kW
Velocidad (*)	Velocidad diseñada	r/min
Flujo de entrada (*)	Flujo diseñado de entrada, turbina	Kg/h
Temperatura de entrada (*)	Temperatura diseñada de entrada, turbina	°C
Presión de entrada (*)	Presión diseñada de entrada, turbina	Pascal (bar)
Gas manejado	Masa molar promedio (gravedad específica x 28.96)	G/mol
Gas corrosivo/erosivo	Benigno (gas limpio y seco) Moderadamente corrosivo/erosivo (algunas partículas o gotas, cierta corrosividad) Altamente corrosivo/erosivo (gas ácido, alto contenido de CO ₂ , alto contenido de partículas)	Benigno, moderado, severo
Tipo de diseño (*)	Tipo	Centrífuga, axial
Número de fases	Número de fases (en series)	Numérico
Tipo de hendidura del casing (revestimiento)	Tipo	Horizontal/vertical
Sello del eje	Tipo	Mecánico, petróleo, sello, gas seco, empaquetado, casquillo, sello seco, laberinto, combinado
Turbina de control de flujo	Tipo	Varias boquillas, válvulas para grupos de boquillas, válvula de estrangulación, entrada fija
Cojinete radial Cojinete de empuje	Tipo de cojinete Especificar en el campo para comentarios si se instaló un regulador de presión de empuje	Antifricción, magnético antifricción o chumacera

Copyright por International Organization For Standarization
Wed Jun 07 07:19:30 2000

(*) Indica la información de alta prioridad

Tabla A.45 – Modos de avería – Turboexpansores

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Turboexpansor	FTS	No arranca cuando se enciende	No se puede activar el turboexpansor
	STP	No se detiene cuando se apaga	No se puede detener, o el proceso de apagado es incorrecto
	SPS	Falsa parada	Parada inesperada del turboexpansor
	BRD	Falla	Daño serio (agarrotamiento, ruptura, explosión, etc.)
	HIO	Energía de salida alta	Demasiada velocidad/energía de salida fuera de especificación
	LOO	Energía de salida baja	Energía de salida por debajo de la especificación
	ERO	Energía de salida errática	Operación inestable/fluctuación en las rpm
	VIB	Vibración	Vibración excesiva
	NOI	Ruido	Ruido excesivo
	ELP	Fuga externa – medio de elaboración	El medio de elaboración escapa al ambiente
	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Aceite lubricante/sellante/hidráulico, refrigerante, etc.
	INL	Fuga interna	Por ej. medio de elaboración en el aceite lubricante
	PDE	Desviación del parámetro	El parámetro monitoreado excede las tolerancias
	AIR	Lectura anormal de un instrumento	Por ej. falsa alarma, lectura defectuosa
	STD	Deficiencia estructural	Por ej. rupturas en el soporte o suspensión
	SER	Problemas menores durante el servicio	Piezas sueltas, decoloración, suciedad, etc.
OTH	Otros	Especificar en campo para comentarios	
UNK	Desconocido	Información inadecuada/faltante	

A.2.12 Válvulas

Tabla A.46 – Clasificación taxonómica – Válvulas

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Válvulas	VA	Bola	BA	Procesamiento de petróleo	OP
		Compuerta	GA	Exportación de petróleo	OE
		Globo	GL	Procesamiento de gas	GP
		Tipo aleta	FL	Exportación de gas	GE
		Mariposa	BP	Tratamiento de agua aceitosa	
		Macho	PG	Inyección de gas	GI
		Orificio múltiple	MU	Inyección de agua	WI
		Aguja	NE	Inyección química	CI
		Check	CH	Tratamiento NGL	NT
		Diafragma	DI	Tratamiento LPG	LT
		Corredera	SL	Agua de enfriamiento	CW
		Disco excéntrico	ED	Vapor	ST
		Triple	WA		
		Convencional PSV	SC		
		Convencional PSV con fuelle	SB		
		PSV operada con piloto	SP		
		PSV con alivio de vacío intermitente	SV		

NOTA: En la Tabla A.46, las listas bajo las columnas tituladas "Tipo" y "Aplicación" son ejemplos típicos que pueden encontrarse en las industrias del petróleo y el gas natural. Estas no deben ser consideradas como listas detalladas.

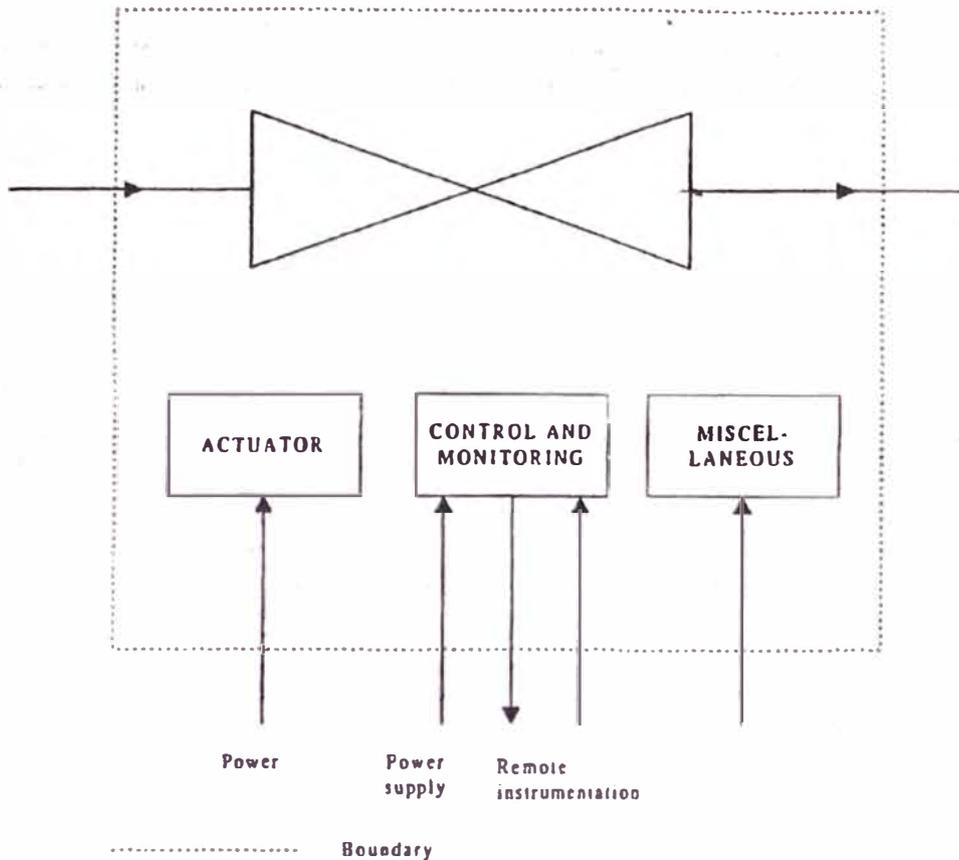


Figure A.12 — Equipment boundary — Valves

Tabla A.47 – Subdivisión de unidades de equipo – Válvulas

Unidad de equipo	Válvulas			
Subunidad	Válvulas	Actuador	Control y monitoreo	Varios
Partes mantenibles	Cuerpo de válvula Casquete Anillos del asiento Empaque Sellos Miembro de cierre	Diafragma Resorte Caja Pistón Vástago Indicador Sellos/Empaquetaduras Válvula piloto ^a Posicionador Motor eléctrico ^b Engranaje Solenoides	Control Dispositivo actuador Monitoreo Válvulas Suministro de energía interna	Uniones de brida Otros
^a Aplicable a las válvulas hidráulicas/con actuador neumático ^b Sólo con actuador de motor eléctrico				

Tabla A.48 – Datos específicos de la unidad de equipo – Válvulas

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Aplicación (*)	Donde se aplique	Apagado, control del proceso, cierre de emergencia/cierre de proceso, detección de incendios y gas, verificación, retención, alivio, reducción de presión, by-pass, evacuación de agua, monitoreo, combinado.
Actuación (*)	Tipo	Motor, hidráulico, neumático, auto-actuado, auto-actuado/piloto, manual
Configuración de la válvula piloto	Especificar: por ej. 1x3/2 (=una sola válvula piloto 3/2), 2x 4/3 (= dos válvulas piloto 4/3). Sólo aplicable a las válvulas piloto/mandado por solenoide	
Ubicación en la instalación (*)	Donde esté instalado	Cabeza de pozo, árbol de navidad, línea de flujo en cabeza de pozo, línea de inyección en la cabeza de pozo, bomba, turbina, generador, separador, intercambiador de calor, recipiente, cabezal, motor eléctrico, motor diesel, turboexpansor, perforación, tubería, procesamiento de lodo, servicios, vivienda, toma de aire
Fluido manejado (*)	Sólo fluido principal	Petróleo, gas, condensado, agua dulce, vapor, agua de mar, petróleo crudo, agua aceitosa, gas de quema, gas combustible, agua/glicol, metanol, nitrógeno, químicos, combinado de hidrocarburos, gas/petróleo, gas/condensado, petróleo/agua, gas/petróleo/agua, NGL, LPG, lechada, etc.
Fluido corrosivo/erosivo (*)	Benigno (fluidos limpios, por ej. aire, agua, nitrógeno) Moderadamente corrosivo/erosivo (petróleo/gas no definido como severo, agua de mar, ocasionalmente partículas) Severamente corrosivo/erosivo (gas /petróleo agrio (alto contenido de H ₂ S), alto contenido de CO ₂ , alto contenido de arena)	Benigno, moderado, severo
Presión de flujo (*)	Presión normal de operación (toma)	Pascal (bar)
Presión de cierre	Presión diferencial máxima al momento de cierre de la válvula (diseño) Para válvulas con alivio de presión de seguridad: establecer presión de apertura	Pascal (bar)
Temperatura de fluidos		°C
Tamaño (*)	Diámetro interno	Mm
Tipo de extremo de válvula	Especificar	Soldada, bridada
Sello del vástago	Especificar	

(*) Indica la información de alta prioridad.

Tabla A.49 – Modos de avería – Válvulas

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Válvulas	FTC	No cierra cuando se da la orden	Se atasca abierta o no cierra completamente
	FTO	No abre cuando se da la orden	Se atasca cerrada o no abre completamente
	FTR	No regula	Válvula "atascada", sólo para válvulas de control
	OWD	Funciona sin activarla	Cierre/apertura no deseados
	DOP	Operación retardada	Tiempo de apertura/cierre diferente al de la especificación
	HIO	Energía de salida alta	Regulación defectuosa, sólo para válvulas de control
	LOO	Energía de salida baja	Regulación defectuosa, sólo para válvulas de control
	ELP	Fuga externa – medio de elaboración	El medio de elaboración escapa al ambiente
	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Fluido de actuación, lubricación, etc.
	INL	Fuga interna	Fuga interna del fluido de actuación, o comunicación válvula-actuador
	LCP	Fuga en la posición cerrada	Fuga en la válvula en posición cerrada
	PLU	Atascado/estrangulado	Restricción parcial o total del flujo
		STD	Deficiencia estructural
	AIR	Lectura anormal de los instrumentos	Por ej. indicación de posición defectuosa
	SER	Problemas menores durante el servicio	Piezas sueltas, decoloración, suciedad, etc.
	OTH	Otros	Especificar en el campo para comentarios
	UNK	Desconocido	Información inadecuada/faltante

A.2.13 Contenedores

Tabla A.50 – Clasificación taxonómica – Contenedores

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Contenedores	VE	Extractor	SP	Procesamiento de petróleo	OP
		Separador	SE	Tratamiento de agua aceitosa	OW
		Conglutinador	CA	Procesamiento de gas	GP
		Cámara de destilación	FD	Tratamiento de gas	GT
		Depurador	SB	Exportación de gas	GE
		Contactador	CO	Quema, desfogue, purgación	FL
		Tanque de compensación	SD	Tratamiento NGL	NT

	Hydrociclón	HY	Tratamiento LPG Almacenamiento químico	LT CS
--	-------------	----	---	----------

NOTA: En la Tabla A.50, las listas bajo las columnas tituladas "Tipo" y "Aplicación" son ejemplos típicos que pueden encontrarse en las industrias del petróleo y el gas natural. Estas no deben ser consideradas como listas detalladas.

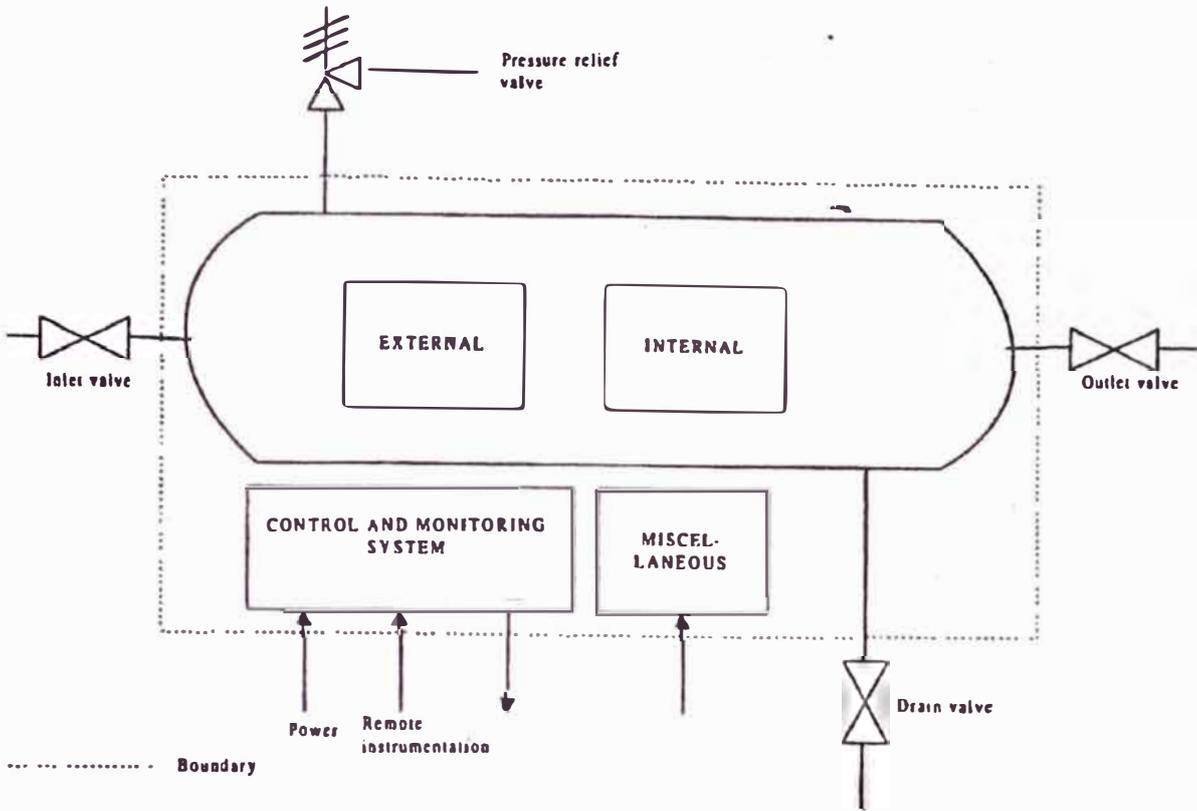


Figure A.13 — Equipment boundary — Vessels

Tabla A.51 – Subdivisión de unidades de equipo – Contenedores

Unidad de equipo	Contenedores				
	Subunidad	Aparatos externos	Aparatos internos	Control y monitoreo	Varios
Partes mantenibles	Soporte	Cuerpo/Casco	Placas, bandejas, paletas, cojines	Control	Otros
	Cuerpo/Casco	Sistema de trampa de arenas	Dispositivo de actuación		
	Válvulas	Calentador	Monitoreo		
	Tubería	Protección contra corrosión	Válvulas		
		Distribuidor	Suministro de energía interna		
		Bobina			

Tabla A.52 – Datos específicos de la unidad de equipo – Contenedores

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Fluidos (*)	Fluido principal	Petróleo, gas, condensado, agua fresca, vapor, agua de mar, petróleo crudo, agua aceitosa, gas de quema, gas combustible, agua/glicol, metanol, nitrógeno, químicos, combinado de hidrocarburos, gas/petróleo, gas/condensado, petróleo/agua, gas/petróleo/agua
Presión – diseño (*)	Presión diseñada	Pascal (bar)
Temperatura – diseño (*)	Temperatura diseñada	°C
Presión – operaciones (*)	Presión operativa	Pascal (bar)
Temperatura - operaciones	Temperatura operativa	°C
Tamaño - diámetro	Externo	Mm
Tamaño – longitud (*)	Externo	Mm
Material del cuerpo	Especificar tipo o código	Texto libre
Orientación		Horizontal/vertical
Número de ramas	Sólo conexiones presurizadas	Número
Internos	Principio de diseño	Deflectores, bandejas, placa en cuadrícula, extractor de neblina, bobina térmica, desviador, desarenador, combinado

(*) Indica la información de alta prioridad

Tabla A.53 – Modos de avería – Contenedores

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Contenedores	ELP	Fuga externa – medio de elaboración	Fuga del fluido primario al ambiente
	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Fuga del fluido secundario al ambiente
	PLU	Atascado/estrangulado	Restricción parcial o total del flujo
	PDE	Desviación del parámetro	El parámetro monitoreado excede las tolerancias
	AIR	Lectura anormal del instrumento	Por ej. falsa alarma, lectura defectuosa
	STD	Deficiencia estructural	Menor resistencia debido a impacto, corrosión inaceptable, grietas, etc.
	SER	Problemas menores durante el servicio	Piezas sueltas, decoloración, suciedad, etc.
	OTH	Otros	Especificar en campo para comentarios
	UNK	Desconocido	Información inadecuada/faltante

A.3 Equipos submarinos

A.3.1 Cabeza de pozo y árboles de navidad

Tabla A.54 – Clasificación taxonómica – Cabeza de pozo y árboles de navidad

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Cabeza de pozo y árboles de navidad	WC	Arbol convencional	CT	Pozo de inyección	Inyección
		Arbol horizontal	HZ	Pozo de producción	Producción

NOTA: En el Tabla A.54, las listas bajo las columnas tituladas "Tipo" y "Aplicación" son ejemplos típicos que pueden encontrarse en las industrias del petróleo y el gas natural. Estas no deben ser consideradas como listas detalladas.

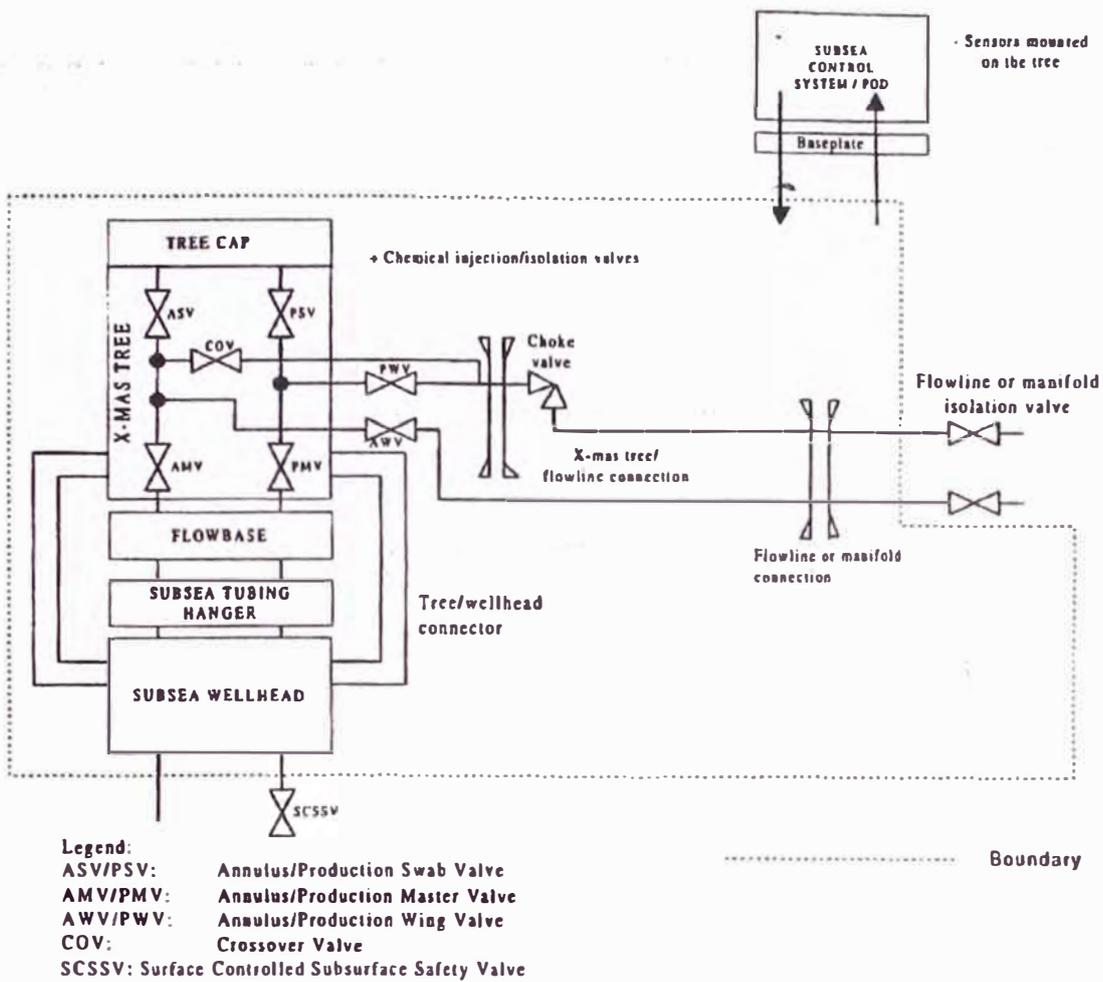


Figure A.14 — Equipment boundary — Wellhead and Xmas trees

Tabla A.55 – Subdivisión de unidades de equipos – Cabezas de pozo y árboles de navidad

Unidad de equipo	Cabezas de pozo y árboles de navidad			
Subunidad	Cabeza de pozo submarina	Arbol de navidad submarino	Suspensores del <i>tubing</i>	Base de flujo
Partes mantenibles	Base guía permanente (PGB) Base guía temporal (TGB) Carcasa del conductor Carcasa de la cabeza de pozo (carcasa de alta presión) Suspensores del <i>casing</i> Ensamblajes del sello del espacio anular (<i>packoffs</i>) Desconocido	Carrete de flujo Tubería (tubería dura) Mangueras (tubería flexible) Tapa de residuos Conector Tapa de aislamiento interno Válvula de la tapa del árbol interno Tapón de la tapa del árbol interno Tapa del árbol Válvula, retención Válvula, estrangulador Válvula, control Válvula, otros Válvula, aislamiento de proceso Válvula, aislamiento de servicio	Cuerpo de los suspensores del <i>tubing</i> Acople de inyección química Acoplador de hidratos Acoplador de energía/señales Tapón de aislamiento de los suspensores del <i>tubing</i>	Carrete de flujo Marco Campana/mandril Suspensores del <i>casing</i> Conector

Tabla A.56 – Datos específicos de la unidad de equipo – Cabeza de pozo y árboles de navidad

Nombre	Descripción	Lista de unidad o código
N° de identificación de pozo (*)	Descripción del operador	
Disposición de la instalación (*)	Definir la disposición de pozos	Satélite sencillo, <i>cluster</i> , plantilla distribuidora de múltiples pozos, otros
Guía de instalación/recuperación (*)	Líneas guía/Sin líneas guía	Líneas guía, sin líneas guía
Estrategia de intervención	Intervenciones con ayuda de buzos/sin ayuda de buzos	Con ayuda de buzos, sin buzos
Tipo de protección (*)	"Overtrawable", pesca de arrastre, etc.	Pesca de arrastre, desviación por arrastre, ninguno
Profundidad del agua (*)		M
Presión diseñada del árbol de navidad (*)	Especificar la presión diseñada del árbol de navidad	Pascal (bar)
Temperatura diseñada del árbol de navidad (*)	Especificar la temperatura diseñada del árbol de navidad	°C
Diámetro interior de producción del árbol de navidad	Especificar el diámetro interior de producción	Mm
Diámetro interior del espacio anular del árbol de navidad	Especificar el diámetro interior del espacio anular	Mm
Presión diseñada de la cabeza de pozo (*)	Especificar la presión diseñada de la cabeza del pozo	Pascal (bar)
Temperatura de diseño de la cabeza de pozo (*)	Especificar la temperatura diseñada de la cabeza del pozo	°C
Tamaño de la cabeza de pozo (*)	Especificar	Mm
Sistema de suspensión en el fondo marino	Definir si existe un sistema de suspensión para el fondo marino	Si, no
Pozo multilateral	Definir	Si, no
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 producida
Corrosividad del fluido (*)	Neutral – fluidos limpios sin efectos corrosivos Dulce – moderadamente corrosivo/erosivo (petróleo/gas no definido como severo, agua cruda de mar, partículas ocasionales) Acido – severamente corrosivo/erosivo [gas/petróleo agrio (alto contenido de H ₂ S), alto contenido de CO ₂ , y de arena]	Neutral, dulce, agrio
Asfaltenos		Si, no
Formación de incrustaciones		Si, no
Formación de ceras		Si, no
Formación de hidratos		Si, no
Producción de arena		Si, no

(*) Indica la información de alta prioridad

Tabla A.57 – Modos de avería – Cabezas de pozo y árboles de navidad

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Cabeza de pozo y árboles de navidad	ELP	Fuga externa –medio de elaboración	Medio de elaboración fuga hacia el mar
	ELU	Fuga externa del medio de servicio	Fluido hidráulico, metanol, etc.
	INL	Fuga interna – medio de elaboración	Por ej. comunicación entre el espacio anular y el diámetro interno de producción
	LCP	Fuga interna – medio de servicio	Por ej. fuga interna del fluido hidráulico o químicos
	PLU	Atascado/estrangulado	Restricción parcial o total del flujo debido a hidratos, costra, ceras, etc.
	STD	Deficiencia estructural	Menor integridad debido a impacto, corrosión inaceptable, grietas, etc.
	OTH	Otros	Especificar en el campo para comentarios
	UNK NON	Desconocido Sin efecto inmediato	Información inadecuada/faltante

Los modos de avería deben ser especificados en los tres niveles en la jerarquía de equipos, de modo que la información sea más útil al momento de aplicarla más adelante. Los modos de avería en la Tabla A.57 se relacionan con el nivel del equipo, es decir, cabeza de pozo y árbol de navidad.

A.4 Equipo de completación de pozos

A.4.1 Datos del equipo

A.4.1.1 Categorías de aparatos

El equipo de completación de pozos, en este contexto, se refiere a aquel equipo ubicado por debajo de la cabeza de pozo. Se incluyen todos los aparatos de completación de pozos más importantes, desde el suspensor del *tubing* en el extremo superior hasta el equipo ubicado en la parte inferior del pozo.

Las siguientes categorías de aparatos se definen como equipo de completación de pozos:

a) Aparatos en sarta

Los aparatos en sarta se definen como aquellos que son parte integral del conducto ("sarta") utilizado para la producción o inyección de efluentes del pozo. La sarta se construye al ensamblar varios aparatos del equipo.

b) Accesorios

Los accesorios son aquellos aparatos que deben estar unidos a un aparato "huésped" de la sarta a fin de definir un sistema. Esto se hace para poder representar de manera lógica a aquellos aparatos de la sarta que son demasiado complejos como para ser aparatos independientes de una sarta. Hasta el momento, sólo se han definido dos aparatos de sarta "huésped" o *sarta con accesorios*. Estos son los sistemas de bombas electrosumergibles (ESP) y de calibrador permanente pozo abajo (DHPG).

c) Aparatos insertados

Los aparatos insertados se definen como aquellos que pueden ser pegados (colocados) dentro de los aparatos en sarta. Un ejemplo típico es la combinación de una válvula de seguridad con seguro recuperable por cable de acero colocada dentro de un niple de la válvula de seguridad.

d) Línea/cable guía

La categoría de línea/cable guía permite que la información sea almacenada para las líneas y cables de control, y para varias otras partes que normalmente están asociadas con las líneas o cables guía. Ejemplos de dichas partes son los penetradores del *packer*, conectores eléctricos para los calibradores, conectores eléctricos de la cabeza de pozo, etc. Esta categoría de la oportunidad de construir "sistemas" de líneas/cables de control que consistan de la línea o cable de control hidráulico misma y todas sus partes asociadas.

En el momento en que el sistema haya sido unido a un aparato específico de la sarta en una completación, se podrá realizar una análisis de confiabilidad para el sistema de la línea de control.

Cada línea/cable de control deberá siempre estar conectado a uno o más aparatos de la sarta.

e) *Casing* (tubería de revestimiento)

La categoría de *casing* se incluye para almacenar información en cada sección individual de sarta de *casings* y averías asociadas al mismo. La categoría de *casing* representa las longitudes totales de las secciones individuales de *casings* y no representa los aparatos individuales ensartados al mismo, como sí se hace en la sarta de producción/inyección.

No se incluyen aquellos elementos sellantes que están diseñados para sellar contra cualquier fuga de hidrocarburos entre diversas secciones de la sarta del *casing* (tapones o *pack-offs* del *casing*).

A.4.1.2 Especificaciones del equipo estándar

Tabla A.58 – Formato de la base de datos de aparatos y especificación del nombre

Categoría del aparato	Formato de recolección de datos	Nombre predefinido del aparato
Aparato de la sarta	Válvula de seguridad del espacio anular	Válvula de seguridad de subsuperficie del espacio anular recuperable a través del <i>tubing</i> , controlada en superficie (TR-SCASSV)
	Por defecto	Unión ajustable
		Niple de asiento
		<i>Millout extension</i>
		Pata de mula
		Niple para SCSSV con cable de acero
		Malla con empaque de grava
		Unión perforada del tubo corto
		Unión del tubo corto
		Manga corrediza
		Ancla del <i>tubing</i>
	Guía de re-entrada por cable de acero	
	Sistema de bombas electrosumergibles con accesorios	Unidad de bomba electrosumergible (recta)
		Unidad de bomba electrosumergible (herramienta en Y)
	Unión de expansión	Unión de expansión
	Cople para flujo	Cople para flujo
	Mandril calibrador con accesorios	Mandril calibrador permanente
	Tipo de packer	Packer de producción
		Packer/suspensor pozo abajo
	Ensamblaje del sello	Ensamblaje del sello (convencional)
		Ensamblaje del sello (excesiva)
	Mandril del bolsillo lateral	Mandril del bolsillo lateral (para válvula)
	Tipo de espaciador	Espaciador
Tipo de <i>tubing</i>	<i>Tubing</i>	
Válvula de seguridad del <i>tubing</i>	Válvula de seguridad subsuperficial recuperable a través del <i>tubing</i> , controlada en superficie (TR-SCSSV)(bola)	
	Válvula de seguridad subsuperficial recuperable con <i>tubing</i> , controlada en superficie (TR-SCSSV)(aleta)	
X-over (Curva de paso)	X-over (Curva de paso)	
Bloque en Y	Bloque en Y	

Tabla A.58 – Formato de la base de datos de aparatos y especificación del nombre

Accesorios	Por defecto	No hay ninguno definido
	Calibrador pozo abajo	Calibrador permanente
	Sección de la toma	Sección de la toma
	Motor	Extensión plomada del motor
	Sistema sellante del motor	Sistema sellante del motor
	Bomba	Bomba con empuje eléctrico
Aparato insertado	Válvula de seguridad del espacio anular	Válvula de seguridad subsuperficial controlada en superficie con cable de acero (SCSSV)
	Por defecto	"Brain" (resguardo lateral) Seguro para la válvula de seguridad subsuperficial del espacio anular controlada en superficie (SCASSV)
	Válvula de elevación por presión de gas	Válvula de elevación por presión de gas Válvula de inyección química
	Válvula de seguridad	SCSSV con cable de acero
Línea/cable de control	Por defecto	No definido
	Conector eléctrico, calibrador	Calibrador pozo abajo del conector eléctrico
	Conector eléctrico, suspensor	Suspensor del <i>tubing</i> del conector eléctrico
	Línea hidráulica	Línea hidráulica de control
	Penetrador	Penetrador de cabeza de pozo
		Penetrador del suspensor
		Penetrador del <i>packer</i>
	Cable de energía	Cable de energía
	Cable de señal	Cable de señal/instrumentos
	Controlador de superficie	Controlador de superficie
<i>Casing</i>		

Un ejemplo del formato de recopilación de datos con definiciones asociadas en los campos de información y alternativas de registro se muestra en la Tabla A.59 acerca de un *tubing*.

Tabla A. 59 – Formato de recolección de datos para un ejemplo de aparato en sarta – Tubing

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Fabricante (*)	Lista genérica de códigos del fabricante del <i>tubing</i> aplicada	
Modelo	Designación del modelo o número de parte	
Longitud efectiva	Longitud real del <i>tubing</i> cuando está integrado en la sarta de completación	M
Tamaño nominal	Tamaño nominal del <i>tubing</i>	M
Diámetro externo máximo	Diámetro externo máximo del tubo, no de la unión	M
Diámetro interno mínimo	Diámetro interno mínimo del tubo, no de la unión	M
Material (*)	Material del <i>tubing</i> en la sección del tubo	Texto libre
Tipo de unión (*)		Texto libre
Tipo de conexión (*)		Texto libre
Calidad	Resistencia a punto cedente y tipo del material	
Masa nominal	Masa por longitud unitaria	Kg/m
Revestimiento plástico (*)	Indicar si el <i>tubing</i> tiene un revestimiento interno de plástico o no	Con revestimiento plástico Sin revestimiento plástico
Material del revestimiento(*)		Texto libre
Observaciones	Información adicional que se considere relevante	
NOTA Los campos de información marcados con un asterisco (*) son campos alternativos codificados.		

A.4.2 Información de averías

El formato de reporte de averías para un aparato que forme parte del equipo de completación de pozos se muestra en la Tabla A.60. El formato de reporte de averías es virtualmente idéntico para todas las categorías de aparatos. En el caso de líneas/cables de control y aparatos en sarta con accesorios, se deberá citar las partes averiadas o accesorios averiados, según corresponda.

Generalmente, los campos *Fecha de acciones de saneamiento* y *Detalles de acciones de saneamiento* se dejan en blanco cuando se reporta una avería, a menos que se disponga de la información acerca de la acción de saneamiento al momento de reportar la avería. Es importante llenar estos campos cuando se realiza una reparación pozo abajo de manera satisfactoria, ya que esto influenciará los cálculos de confiabilidad.

Para aquellos aparatos en sarta con accesorios se debe observar que una sola avería de la sarta huésped podría implicar la avería de más de un componente; es decir, una avería del sistema de bombas electrosumergibles (ESP) podría ser causado por la avería de un penetrador y del cable de energía.

La avería de la línea/cable de control se podría especificar independientemente del/de los aparato(s) conectado(s).

NOTA: si la avería en la línea/cable de control causa una falla de tipo "knock-on" (golpeteo) de un aparato de sarta convencional o un aparato insertado, se debe almacenar adicionalmente un registro de averías para este aparato. Cuando se reporta la avería del aparato mismo, se debe hacer referencia de la avería de la línea de control en el campo para averías del(los) aparatos (s) servido(s) por la línea/cable de control.

Tabla A.60 – Reporte de información sobre averías – Equipo de completación de pozos

Información	Descripción	Códigos/comentarios
Modo de avería	Modo de avería específica al aparato según la definición previa (Ref. ejemplo <i>tubing</i> , siguiente columna)	<i>Tubing</i> quemado <i>Tubing</i> colapsado Restricción en el <i>tubing</i> <i>Tubing</i> roto/fraccionado Fuga de <i>tubing</i> Otros
Efecto de avería	Efecto directo observado de la avería en la seguridad y/o producción	Producción afectada Seguridad afectada Seguridad y producción afectadas Retraso operativo Sin efecto inmediato en seguridad/producción
Fecha de avería	Fecha de detección de la avería del equipo	
Clase de avería		Avería relacionada al aparato Avería no relacionada al aparato Otros
Método de detección de averías		Pruebas periódicas Pruebas antes de intervención en pozo Interferencia en producción
Causa de la avería	Utilizada para especificar detalles acerca de las causas subyacentes o directas de la avería	Información con texto libre
Acción de saneamiento		Aparato reemplazado por operación con cable de acero Aparato reemplazado por <i>work-over</i> completo Aparato reemplazado por <i>work-over</i> parcial Aparato abierto y se insertó aparato Aparato reparado por manipulación de presión Aparato reparado a través del <i>tubing</i> No se planearon/realizaron acciones de saneamiento Aparato aún yace pozo abajo averiado
Fecha de acción de saneamiento	Utilizada para identificar la fecha en que se realizó la acción de saneamiento <i>pozo abajo</i>	
Detalles de acción de saneamiento		Información con texto libre
Partes de la línea/cable de control averiada	Sólo aplicable al momento de reportar averías en la línea/cable de control. Una o más partes podrían haber causado las averías individuales de la línea o cable de control	
Accesorios averiados	Sólo aplicable a los aparatos en sarta con accesorios	

A.4.3 Información ambiental

La información ambiental que debe ser recolectada para el equipo de completación de pozos se enumera en la Tabla A.61. La información es específica a cada pozo, y dará una referencia general del ambiente de funcionamiento para todo el equipo en el pozo. La información ambiental de pozos se recopila periódicamente y se ofrece como promedios mensuales.

Tabla A.61 - Información ambiental – Promedio mensual

Información	Descripción	Lista de unidades o códigos
Año		
Mes		
Presión de cabeza de pozo	Presión de flujo en cabeza de pozo	Pascal (bar)
Temperatura de cabeza de pozo	Temperatura en cabeza de pozo bajo condiciones de flujo	°C
Flujo diario, gas	Flujo representativo diario de gas	SCM/día
Flujo diario, petróleo	Flujo representativo diario de petróleo	SCM/día
Flujo diario, condensado	Flujo representativo diario de condensado	SCM/día
Flujo diario, agua	Flujo representativo diario de agua	SCM/día
Concentración de H ₂ S	Concentración representativa diaria de H ₂ S	Cantidad x 10 ⁻⁶ (ppm) o mol %
Concentración de CO ₂	Concentración representativa diaria de CO ₂	Cantidad x 10 ⁻⁶ (ppm) o mol %
Observaciones	Información adicional sobre la información que se considera relevante	

A.4.4 Datos de mantenimiento

El equipo de completación de pozos instalado de manera permanente normalmente se deja en operación hasta que falle. Se podría realizar un reemplazo preventivo de algunas partes de la sarta, tales como las válvulas de seguridad subsuperficiales controladas en superficie, recuperadas mediante cable de acero (SCSSV).

En algunas ocasiones, algunos aparatos podrían repararse pozo abajo. Esto generalmente podría ser el caso de las válvulas de seguridad subsuperficiales controladas en superficie, recuperables a través del *tubing* o *casing* (SCSSV).

De realizarse una acción de reparación pozo abajo para restaurar el funcionamiento de una parte, esto puede reportarse identificando el registro de averías de la parte que se averió inicialmente. Dependiendo de esta categoría, el registro de averías de aparatos o partes puede ser llenado como se describió anteriormente. La acción de reparación pozo abajo se reporta mediante el cambio del código de la acción de saneamiento y la fecha de la acción de saneamiento. De ocurrir una avería de la misma parte en otra fase, se deberá llenar un nuevo registro de averías tal como se describió previamente.

Se debe recopilar información sobre las pruebas realizadas pozo abajo a las válvulas, ya que esto proporciona información valiosa con respecto a la interpretación de futuras tendencias pozo abajo.

A.4.5 Comentarios sobre términos, definiciones y abreviaturas

Los siguientes comentarios a los Términos, definiciones y abreviaturas (cláusula 3) son aplicables al equipo de completación de pozos:

A.4.5.1 Avería crítica (3.14): avería que causa pérdida de la función protectora del equipo de completación de pozos, es decir, aquel equipo que no puede mantener su capacidad de contener los hidrocarburos dentro de los criterios de aceptación predefinidos y, por ende, requiere una acción correctiva. La definición de avería crítica se puede inferir según los criterios de aceptación establecidos ya sea en las normas relevantes (ISO/API) o en concordancia con los criterios de aceptación propios del usuario del equipo. En caso que el usuario del equipo aplique sus propios criterios de aceptación, esto debe ser claramente señalado al momento de reportar las averías críticas.

A.4.5.2 Avería no crítica (3.1.22): las otras averías del equipo de completación que no caigan dentro de la categoría de "críticas" según la definición anterior:

En la Tabla A.62, se indica la relación entre las averías críticas/no críticas y los modos de averías, usando las válvulas TR-SCSSV como un ejemplo. En general, la relación entre el efecto de la avería (ver Tabla A.62) y las averías críticas/no críticas para el equipo de completación de pozos es que las averías que se encuentran dentro del código "afectan la seguridad" o "afectan la producción y seguridad" son críticas, mientras que las restantes no son críticas.

Tabla A. 62 – Averías críticas y no críticas – Ejemplo de la válvula de seguridad subsuperficial controlada en superficie, recuperable a través del tubing (TR-SCSSV)

Tipo de avería	Modo de avería
Avería crítica	No cierra cuando se da la orden (FTC)
	Fuga en posición cerrada (LCP)
	Comunicación desde el pozo hacia la línea de control (WCL)
Avería no crítica	Cierre prematuro (PCL)
	No abre cuando se da la orden (FTO)
	Comunicación desde el pozo hacia la línea de control (WCL)

A.4.5.3 Clase de equipo: el término correspondiente aplicado para el equipo de completación de pozos es "categoría de aparato", ref. A.4.1.1

A.4.5.4 Tiempo de operación: el término equivalente utilizado para el equipo para completación de pozos es "tiempo de funcionamiento". Este término es utilizado actualmente para los sistemas de Bombas Electrosumergibles (ESP) y denota el tiempo durante el cual el equipo ha estado en operación activa, impulsado por una fuente de energía externa.

A.5 Equipo de perforación

A.5.1 Acoplamiento superiores (*Top drives*)

A.5.1.1 Clasificación taxonómica

Tabla A. 63 - Clasificación taxonómica – Acoplamiento superior

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Equipo de perforación	DE	Impulsado hidráulicamente Impulsado eléctricamente	HD ED	Perforación de exploración Perforación de producción <i>Work-over</i>	DE DP DW

A.5.1.2 Definición del límite

El acoplamiento superior (comúnmente conocido también como eslabón giratorio mecánico) es una pieza del equipo que desempeña diversas funciones. Estas son:

- Rotar la sarta de perforación (anteriormente desempeñado por la mesa rotatoria).
- Servir de conductor para el lodo de perforación (anteriormente desempeñado por el eslabón rotatorio).
- Desconectar/conectar la tubería (anteriormente desempeñado por el ayudante de perforación de hierro).
- Cerrar la tubería de perforación (anteriormente desempeñado por la válvula cuadrada de transmisión).
- Levantar/bajar la sarta de perforación (anteriormente desempeñado por el gancho).

Los acoplamiento superiores pueden ser impulsados tanto hidráulica como eléctricamente. Si son impulsados hidráulicamente, generalmente se usan varios motores hidráulicos.

Las cucharas (*bails*) y los elevadores no son considerados como parte del acoplamiento superior.

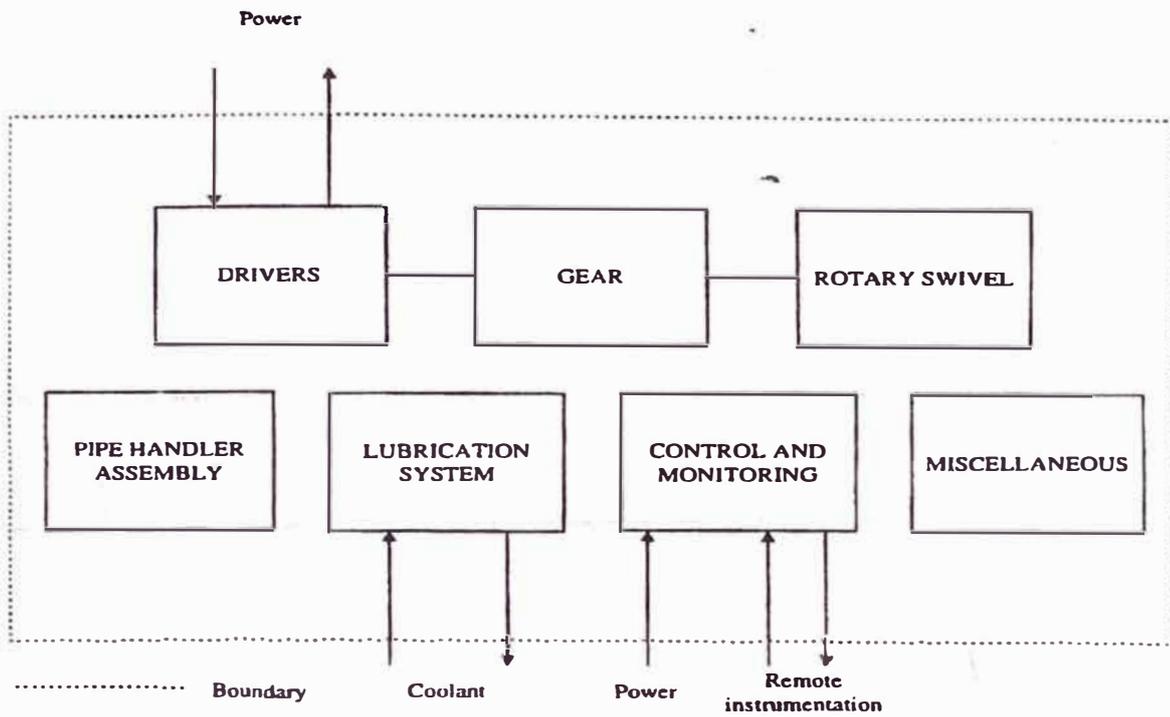


Figure A.15 — Equipment boundary — Top drives

A.5.1.3 Subdivisión de las unidades de equipos

Los acoplamientos superiores se subdividen en subunidades y aparatos mantenibles como se aprecia en la Tabla A.64.

Tabla A.64 – Subdivisión de unidades de equipos – Acoplamientos superiores

Unidad de equipos	Acoplamiento superior/eslabón giratorio mecánico						
Subunidad	Impulsores	Engranajes	Eslabón rotatorio	Ensamblaje del sujetador de tubería	Lubricación	Control y monitoreo	Varios
Parte mantenible	Impulsor eléctrico:	Cojinetes	Cuello de ganso	Suspensor del eslabón incluy. los actuadores de inclinación	Calentadores del tanque de petróleo	Panel de control	"Dolly frame"
	Estator	Bomba de lubricación de engranajes	Empaque/Sellos	Motor de posición del sujetador de tubería	Enfriadores	Control	Impide reventón interno
	Rotor	Empaque/sellos	Cojinete radial, de empuje y axial	Acople del eslabón giratorio	Bomba con motor	Gabinete solenoide eléctrico y/o hidráulico	Compensador de contrapesos
	Protección contra sobrecarga	Acople al impulsor	Carcasa del eslabón giratorio	Llave de torsión	Válvulas	Circuito de servicio Distribuidores	
	Impulsor hidráulico:	Acople al eslabón giratorio	Vástago del eslabón giratorio		Filtros		
	Sellos externos	Piñón			Aceite lubricante	Caja de empalmes	
	Engranaje						
	Pistón angulado						
	Tubería/mangueras						
	General:						
	Acoples						
	Cojinetes radiales, de empuje y axiales						

A.5.1.4 Datos específicos de la unidad de equipo

La Tabla A.65 enumera los datos específicos del equipo que deben ser recolectados para los acoplamientos superiores.

Tabla A.65 –Datos específicos de la unidad de equipo – Acoplamiento superior

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Tipo de impulsor (*)	Especificar tipo	Eléctrico Hidráulico
Número de motores (*) (sólo aplicable a los motores hidráulicos)	Especificar número	Numérico
Requerimientos de energía hidráulica (*) (sólo aplicable a los motores hidráulicos)	Presión	Pascal(bar)
	Frecuencia de flujo	l/min
Categoría de motor (*) (sólo aplicable a los motores eléctricos)	Especificar tipo	Inducción Síncrono
Requerimientos del suministro eléctrico (*) (sólo aplicable a los motores eléctricos)	Voltaje	Voltios
	Corriente	Amperios
Potencia nominal (*)	Máx. energía de salida	kW
Potencia operativa normal (*)	Potencia	kW
Velocidad (*)	Velocidad max.	r/min
	Velocidad normal	r/min
Torsión (*)	Max. Torsión	N – m
	A velocidad normal	N – m
	A máx. velocidad	N – m
Instalaciones de presión	Presión hidráulica	Pascal (bar)
	Presión de aire	Pascal (bar)
Instalaciones de flujo	Flujo hidráulico	l/min
	Flujo de aire	l/min
"Dolly frame" replegable	Especificar	Si/no
Capacidad de presión del lodo	Presión	Pascal (bar)
Presión interna del diseño BOP (punto de operación de diseño óptimo)	Presión	Pascal (bar)
Capacidad de llave de torsión	Diámetro	Mm
	Torsión	N – m
Capacidad del suspensor del elevador (*)	Capacidad	Kg (métrico)
(*) Indica la información de alta prioridad		

A.5.1.5 Modos de avería

Tabla A.66 – Modos de avería

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Equipo de perforación	FTS	No inicia cuando se da la orden	No se puede activar el motor superior
	STP	No se detiene cuando se da la orden	No se puede detener o el proceso de parada es incorrecto
	SPS	Falsa parada	Parada inesperada del motor superior
	HIO	Energía de salida alta	Torsión de salida por encima de la especificación
	LOO	Energía de salida baja	Torsión de salida por debajo de la especificación
	ERO	Energía de salida errática	Operación oscilante o inestable
	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Aceite hidráulico, lubricante, aceite, refrigerante, etc.
	INL	Fuga interna	Similar al anterior
	VIB	Vibración	Vibración excesiva
	NOI	Ruido	Ruido excesivo
	OHE	Sobrecalentamiento	Temperatura excesiva
	AIR	Lectura de instrumentos anormal	Por ej. falsa alarma, lecturas defectuosas de instrumentos
	STD	Deficiencia estructural	Por ej. rupturas en el soporte o en aparatos que llevan cargas
	SER	Problemas menores durante el servicio	Aparatos sueltos, decoloración, suciedad, etc.
	OTH	Otros	Ninguno de los anteriores se aplica. Especificar
	UKN	Desconocido	Información inadecuada/faltante

**Anexo B
(Informativo)**

Anotaciones de averías y mantenimiento

Tabla B.1 – Descriptor de averías

No.	Anotación	Descripción
1.0	Avería mecánica - general	Avería relacionada con algún defecto mecánico, pero no se conocen los detalles
1.1	Fuga	Fugas externas e internas, ya sean líquidos o gases. Si el modo de avería en la unidad de equipo indica una fuga, se debe usar un descriptor de averías más orientado hacia las causas de las mismas, en la medida de lo posible.
1.2	Vibración	Vibración anormal. Si el modo de avería en la unidad de equipo indica vibración, se debe usar un descriptor de averías más orientado hacia las causas de las mismas, en la medida de lo posible
1.3	Avería por espacio libre/alineamiento	Avería causada por espacio libre o alineamiento deficientes
1.4	Deformación	Distorsión, dobladura, pandeo, abolladura, deformación, encogimiento, etc.
1.5	Aflojamiento	Desconexión, aparatos sueltos
1.6	Atascamiento	Atascamiento, agarrotamiento, atoramiento debido a otras razones que no sean deformación o averías por espacio libre o alineamiento deficientes
2.0	Averías materiales – general	Avería relacionada con un defecto material, pero no se conocen los detalles
2.1	Cavitación	Aplicable a equipos tales como bombas y válvulas
2.2	Corrosión	Todo tipo de corrosión, tanto húmeda (electroquímica) como seca (química)
2.3	Erosión	Desgaste erosivo
2.4	Desgaste	Desgaste abrasivo y adhesivo, por ejemplo, arañazos, ludimiento, arrastre, fisuración, etc.
2.5	Ruptura	Fractura, ruptura, rajadura
2.6	Fatiga	Si la causa de la ruptura es la fatiga, se debe usar este código
2.7	Sobrecalentamiento	Daño material debido a sobrecalentamiento/quemadura
2.8	Estallido	Estallido, voladura, explosión, implosión de aparato
3.0	Avería de instrumentos – gener.	Avería relacionada con la instrumentación, pero no se conocen los detalles
3.1	Avería por control	
3.2	Sin señal/indicación/alarma	Sin señal/indicación/alarma cuando se espera
3.3	Señal/indicación/alarma defectuosa	La señal/indicación/alarma no funciona correctamente en relación al proceso en curso. Puede ser indebida, intermitente, oscilante, arbitraria
3.4	Desajuste	Error de calibración, desviación del parámetro
3.5	Falla del software	Control/monitoreo/operación defectuosos o inexistentes
3.6	Avería en modo normal	Diversos aparatos con instrumentos fallan simultáneamente, por ejemplo, detectores de incendio y gas redundantes
4.0	Avería eléctrica - general	Averías relacionadas con el suministro y transmisión de energía eléctrica, pero no se conocen los detalles
4.1	Corto circuito	Corto circuito
4.2	Circuito abierto	Desconexión, interrupción, línea/cable roto
4.3	Sin energía/voltaje	Suministro de energía eléctrica faltante o insuficiente
4.4	Energía/voltaje defectuosos	Suministro de energía eléctrica defectuoso, por ej., sobrevoltaje
4.5	Falla en conexión a tierra/aislamiento	Falla en conexión a tierra, baja resistencia eléctrica

No.	Anotación	Descripción
5.0	Influencia externa – general	Avería causada por eventos externos o sustancias fuera del límite, pero no se conocen los detalles
5.1	Bloqueo/atascamiento	Flujo restringido/bloqueado debido a suciedad, contaminación, congelamiento, etc.
5.2	Contaminación	Fluido/gas/superficie contaminado, por ejemplo, aceite lubricador contaminado, cabeza del detector de gas contaminado
5.3	Influencias externas varias	Objetos extraños, impactos, ambientales, influencia de sistema colindantes
6.0	Varios – general^a	Descriptoros que no caen en ninguna de las categorías descritas anteriormente
6.1	Desconocido	No hay información disponible relacionada al descriptor de averías

^a La persona a cargo de recoger los datos debe juzgar cuál es el descriptor más importante de existir más de uno, y tratar de evitar los códigos 6.0 y 6.1

Tabla B.2 – Causas de averías

No.	Anotación	Descripción
1.0	Causas relacionadas con el diseño – general	Avería relacionada con un diseño inadecuado para la operación y/o mantenimiento, pero no se conocen los detalles
1.1	Capacidad inadecuada	Capacidad/dimensión inadecuadas
1.2	Material inadecuado	Selección de material inadecuada
1.3	Diseño inadecuado	Diseño o configuración del equipo inadecuado (forma, tamaño, tecnología, configuración, operabilidad, mantenibilidad, etc.)
2.0	Causas relacionadas con la fabricación/instalación – general	Avería relacionada con la fabricación o instalación, pero no se conocen los detalles
2.1	Error de fabricación	Falla de fabricación o procesamiento
2.2	Error de instalación	Falla en instalación o ensamblaje (no se incluye ensamblaje después de mantenimiento)
3.0	Avería relacionada con la operación/mantenimiento – general	Avería relacionada con operación/uso o mantenimiento del equipo, pero no se conocen los detalles
3.1	Servicio fuera de diseño	Condiciones de servicio no diseñadas o no planeadas, por ejemplo, operación del compresor fuera de la envoltura, presión por encima de la especificación, etc.
3.2	Error operativo	Error, mal uso, negligencia, inadvertencia, etc. durante la operación
3.3	Error de mantenimiento	Confusión, error, negligencia, inadvertencia, etc. durante el mantenimiento
3.4	Desgaste esperado	Avería causada por el desgaste que resulta de la operación normal de la unidad de equipo
4.0	Avería relacionada con la administración – general	Avería relacionada con algún sistema administrativo, pero no se conocen los detalles
4.1	Error de documentación	Avería relacionada con procedimientos, especificaciones, dibujos, reportes, etc.
4.2	Error de administración	Avería relacionada con planeamiento, organización, control/certificación de calidad, etc.
5.0	Varios – general^a	Causas que no caen dentro de ninguna de las categorías arriba descritas
5.1	Desconocido ^a	No hay información disponible con respecto a la causa de la avería

^a La persona a cargo de recoger los datos debe juzgar cuál es el descriptor más importante de existir más de uno, y tratar de evitar los códigos 5.0 y 5.1.

Tabla B.3 – Método de detección

No.	Anotación	Descripción
1	Mantenimiento preventivo	Avería descubierta durante el servicio preventivo, reemplazo o rehabilitación de un aparato al momento de ejecutar el programa de mantenimiento preventivo
2	Pruebas funcionales	Avería descubierta al activar una función programada y comparar la respuesta con un estándar predefinido
3	Inspección	Avería descubierta durante una inspección planeada, por ej. inspección visual, prueba no destructiva
4	Monitoreo periódico de condición	Averías reveladas durante el monitoreo de condición planeado y programado de un modo predefinido de averías, ya sea manual como automáticamente, por ejemplo, termografía, medición de vibraciones, análisis de petróleo, muestreo
5	Monitoreo continuo de condición	Averías detectadas durante el monitoreo continuo de condición de un modo predefinido de averías.
6	Mantenimiento correctivo	Avería observada durante el mantenimiento correctivo
7	Observación	Observación durante inspecciones rutinarias o casuales y no rutinarias realizadas por el operador principalmente con los sentidos (oído, olfato, humo, fuga, apariencia, indicadores locales)
8	Combinación	Uso de varios de los métodos arriba descritos. Si uno de los métodos es el predominante, este deberá ser codificado.
9	Interferencia con la producción	Avería descubierta debido a interrupción, reducción, etc. en la producción
10	Otros	Otros métodos de observación

Tabla B.4 – Actividad de mantenimiento

No.	Actividad	Descripción	Ejemplos	Uso ^a
1	Reemplazar	Reemplazo del aparato por uno nuevo, o repotenciado, del mismo tipo y marca	Reemplazo de un cojinete desgastado	C,P
2	Reparar	Acción de mantenimiento manual realizada para restaurar un aparato a su apariencia y estado originales	Volver a empacar, soldar, taponear, reconectar, rehacer, etc.	C
3	Modificar	Reemplazar, renovar o cambiar el aparato, o parte de él, con un aparato/parte de diferente tipo, marca, material o diseño	Instalar un filtro con un diámetro de malla más pequeño, reemplazar una bomba para aceite de lubricación con otro tipo de bomba, etc.	C
4	Ajustar	Hacer que alguna condición que está fuera de tolerancia se encuentre dentro del rango de tolerancia	Alinear, programar y reprogramar, calibrar, balancear	C
5	Reparar	Actividades de reparaciones/servicios menores para mejorar la apariencia interna y externa de un aparato	Pulir, limpiar, esmerilar, pintar, revestir, lubricar, cambiar aceite, etc.	C
6	Verificar ^b	La causa de una avería es investigada, pero no se realiza ninguna acción de mantenimiento, o se posterga la acción. Es posible que pueda funcionar nuevamente con acciones simples como, por ejemplo, reiniciar o reprogramar	Reiniciar, reprogramar, etc. particularmente para averías funcionales como por ejemplo en los detectores de incendios y gas	C
7	Dar servicio	Tareas periódicas de servicio. Normalmente no es necesario desmantelar el aparato	Por ejemplo, limpieza, reabastecimiento de insumos, ajustes y calibraciones	P
8	Probar	Pruebas periódicas de la disponibilidad de funciones	Prueba de funciones de la bomba contra incendios, detectores de gas, etc.	P
9	Inspeccionar	Inspecciones/verificaciones periódicas. Cuidadoso escrutinio de un aparato con o sin desmantelamiento, normalmente con el uso de los sentidos	Todos los tipos de verificaciones generales. El mantenimiento general se incluye como parte de tareas de inspección	P
10	Acondicionamiento	Acondicionamiento integral	Inspección/reacondicionamiento integral con desensamblaje y reemplazo de aparatos según se especifique o requiera	P(C)
11	Combinar	Se incluyen varias de las actividades arriba descritas	Si una actividad es la que domina, esta podría ser registrada	C,P
12	Otros	Actividad de mantenimiento que no sea la especificada anteriormente		C,P

^a C = usada típicamente en mantenimiento correctivo, P = usada típicamente en mantenimiento preventivo

^b 'Verificación' incluye aquellas circunstancias donde se reveló la causa, pero no se consideró necesario tomar una acción, y aquellas donde no se encontró una causa para la avería.

**Anexo C
(Informativo)**

Lista de cotejo (verificación) para control de calidad

C.1 Control de calidad antes y durante la recolección de datos

El recolector de datos deberá realizar un procedimiento de control de calidad para cada nueva instalación para las cuales se recopilan y documentan datos en un formato apropiado. Dicha evaluación debe ser una actividad continua durante el planeamiento y ejecución del proceso de recolección de datos y generalmente puede ser dividido en tres fases principales:

a) Antes de iniciar la recolección de datos, a saber:

- ¿Se han preparado y aprobado los planes de recolección de datos?
- ¿Se han establecido las especificaciones relevantes para los datos a ser recolectados y ha comprendido todo el personal involucrado los procedimientos para el control de calidad de la información disponible?
- ¿Hay disponibilidad de los recursos necesarios (personal capacitado, software, fuentes de datos, etc.)?

b) Durante la recolección de datos y finalización:

- ¿Es la información de suficiente calidad y consistencia? Por ejemplo:
 - ¿Se cumplen con las definiciones de límites y eventos de avería?
 - ¿Se codifica y comenta la información correctamente para su posterior análisis?
 - ¿Se recopila la información únicamente para los períodos de tiempo y unidades de equipo especificados?

¿Se siguen los siguientes procedimientos?

- Reporte de desviaciones y problemas de interpretación.
- Requisito de confidencialidad, seguridad y almacenamiento/transporte de datos.

C.2 Verificación de los datos recopilados

Una inspección típica para verificar la calidad de los datos recopilados sería:

- Análisis de frecuencia para detectar información faltante, interpretaciones incorrectas, codificación adecuada, consistencia de datos, distribuciones irregulares.
Inspecciones in-situ sobre los datos según se indica en C.1 b).

Los resultados de estas inspecciones deben ser documentados y los errores, corregidos. En la Tabla C.1 se muestra un ejemplo de formato de control de calidad.

**Anexo D
(Informativo)**

Requerimientos típicos de datos

La recolección de información RM debe considerarse cuidadosamente a fin de que el tipo de dato sea consistente con el propósito programado. Existen cinco áreas principales de aplicación de datos RM (ver también Tabla D.1).

- a) Alto desempeño de prevención – confiabilidad de las funciones preventivas más importantes, por ejemplo, los sistemas de agua contra incendios pueden ser demostrados tomando como referencia la información RM real de la instalación, cuando sea aplicable.
- b) Optimización de la configuración de planta – contar con información RM exacta de las clases de equipos puede ayudar a determinar los requerimientos de repuestos de una instalación equilibrando los mayores costos con un mayor rendimiento de planta.
- c) Mantenimiento centrado en la confiabilidad – se puede mejorar la estrategia de mantenimiento de una instalación tomando como referencia la información RM apropiada de la instalación misma.
- d) Establecimiento de referencias (“*benchmarking*”) – al recopilar datos RM consistentes, se pueden realizar comparaciones entre los subgrupos de equipos.
- e) Análisis del costo del ciclo de vida – al obtener datos integrales durante la fase operativa (horas de mantenimiento, tiempo de inactividad), se puede estimar y comparar el verdadero costo del ciclo de vida.

Debido a la variedad de los diferentes usos de los datos RM, se enfatiza que para cada programa de recolección de datos se debe poner especial atención al nivel apropiado de datos requeridos.

Se piensa que las diferentes partes interesadas, incluyendo operadores, propietarios, consultores, proveedores, aseguradores, etc. pueden utilizar los datos RM para comparar el desempeño operativo entre las diferentes partes de los equipos ubicados en diferentes lugares y compañías.

Tabla D.1 – Requerimientos de datos para diversas aplicaciones

Requerimientos de datos		Categoría de análisis				
		QRA	RAM	RCM	BEN	LCC
Datos del equipo	Identificación: - ubicación del equipo - clasificación - información de instalación	x	x	x	x	x
	Diseño: - información del fabricante - características de diseño	x	x	x	x	x
	Aplicación: - periodo de vigilancia - tiempo operativo acumulado - número de órdenes - modo operativo	x x x x	x x x x	x x x x	x x x x	x
Datos de averías	Aparato averiado: - unidad de equipo - subunidad - aparato mantenible	x	x x x	x x x	x	x
	Modo de avería	x	x	x		
	Clase de severidad	x	x	x	x	
	Descriptor de averías		x	x		
	Causa de la avería	x	x	x		
	Método de observación		x	x		
	Impacto de la avería en la operación	x	x	x		
	Categoría de mantenimiento	x	x	x		x
Datos de mantenimiento	Actividad de mantenimiento			x		
	Tiempo de inactividad		x	x		x
	Tiempo de mantenimiento activo		x	x		
	Recursos de mantenimiento: - horas-hombre de mantenimiento, por cada disciplina - horas-hombre de mantenimiento, total		x	x	x	x
	Descripción de la avería/evento de mantenimiento	x	x	x		x

**APÉNDICE 3: FORMATO PARA LEVANTAMIENTO DE ESTRUCTURAS,
IDENTIFICACIÓN.**

PANGA

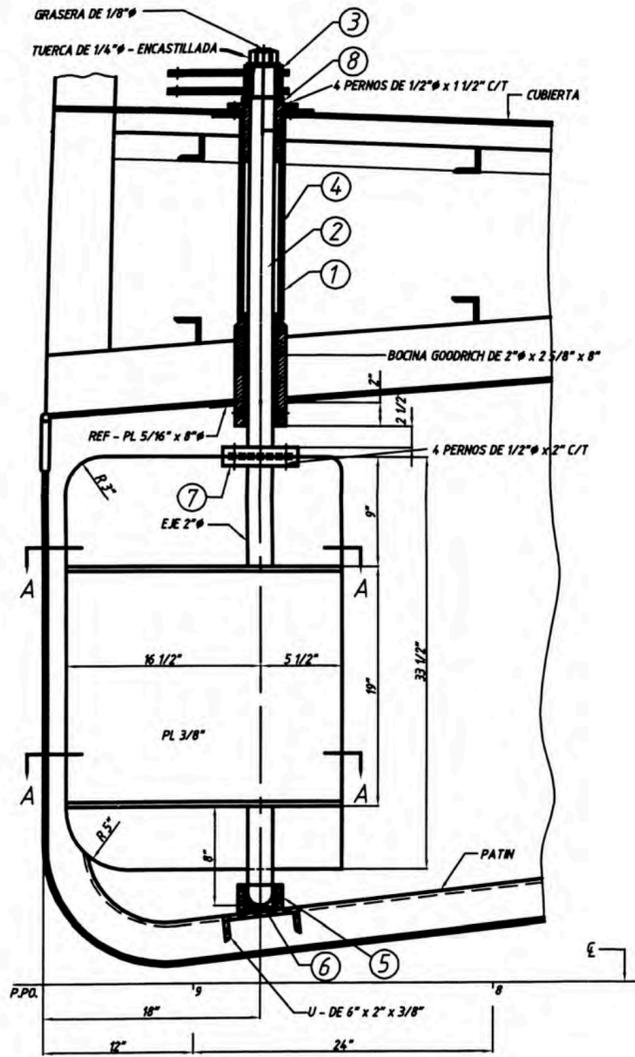
Fecha:

Levantamiento de estructuras

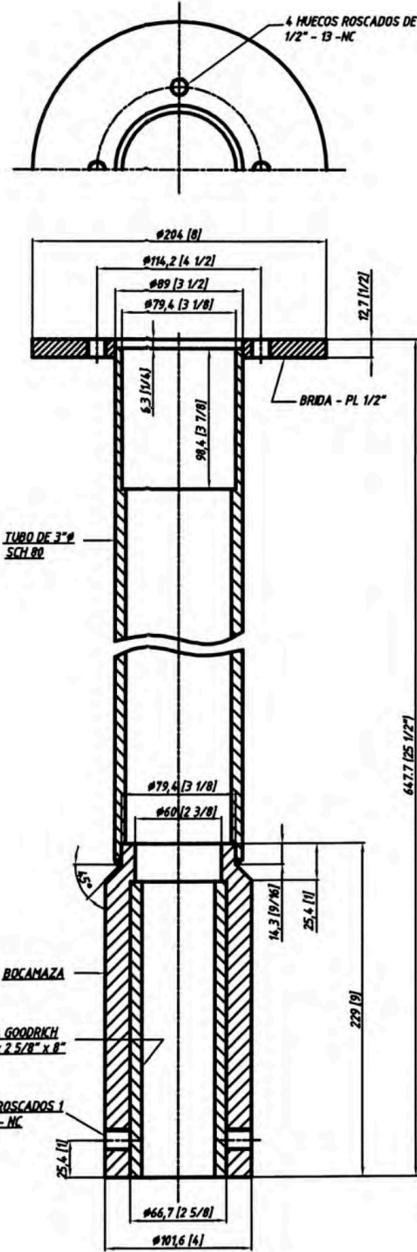
Eslera(m)	Manga(m)	Puntal(m)

Ubicación	Material	Espesor(m)	Largo(m)	Ancho(m)
Casco Br/Er- Ext.				
Pantoque				
Fondo Central				
Tunel				
rampa tunel				
Espejo casco				
Patines Laterales Br/Er				
Tapa patin Lateral Br/Er.				
Zapata patin Lateral Br/Er.				
Patin central Br/Er				
Zapata patin Central Br/Er.				
Pala de Timón				
Rejilla(lateral, fondo y puerta)				
Mamparo de Proa				
Cubierta de Proa				
Mamparo de Popa				
Cubierta de Popa				
Tapa regala				
Caja de Bateria				
Peldaño				
Tanque Lateral				
Tanque petroleo				
Bancada				
Carlinga Br./Er.				
Bitá de Popa				
Cruceta Bitá				
Bitá de Proa				
Arbotante				
Sosten de timon				
Tubo Codaste				
cuademas				
Palmejar				
Keel Cooler(tubo 3"D.)				

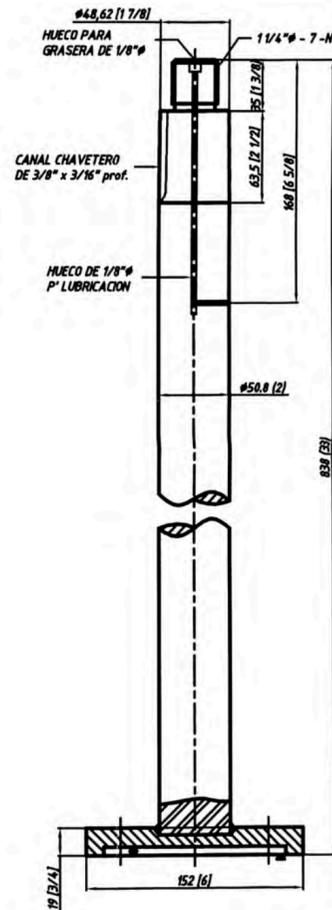
**APÉNDICE 4: PLANO DE PROPULSION DE EMBARCACIONES
AUXILIARES**



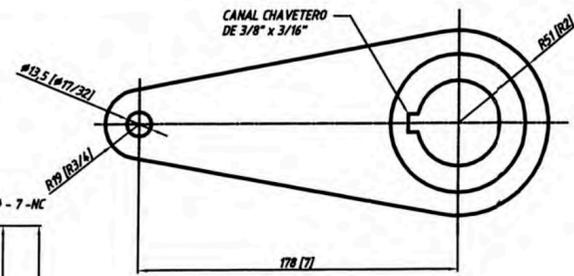
MONTAJE DE LA PALA Y BARON DEL TIMON
ESC 1:7.5



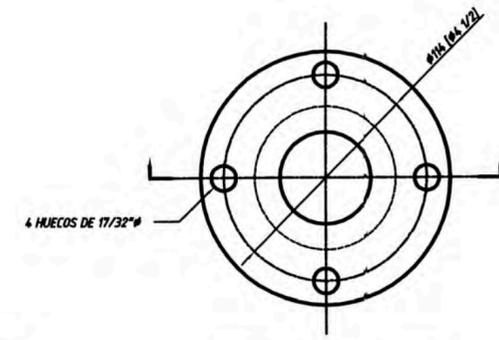
DET - "1"
TUBO DE LIMERA
ESC 1:2.5



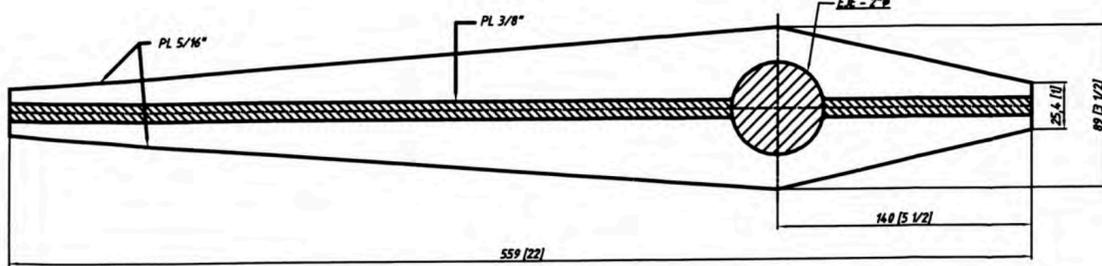
DET - "2"
EJE - BARON
ESC 1:2.5



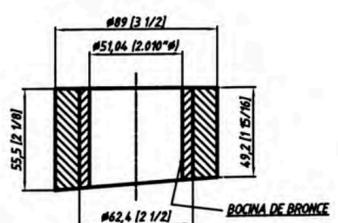
DET - "3"
HORQUILLA
ESC 1:2



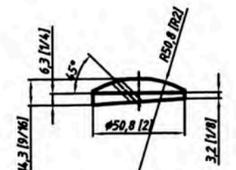
DET - "4"
BOCINA
ESC 1:2



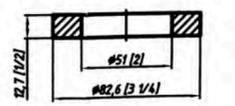
CORTE "A-A"
ESC 1:2



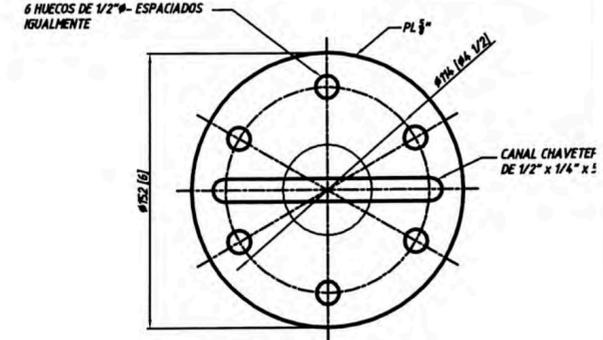
DET - "5"
TINTERO
ESC 1:2



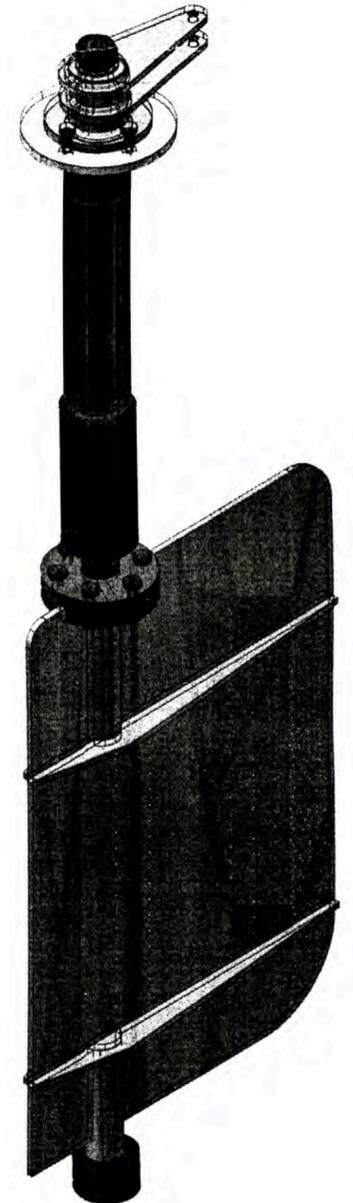
DET - "6"
PEPA (MAT. ACERO)
ESC 1:2



DET - "8"
ANILLO (BRONCE DULCE)
ESC 1:2



DET - "7"
BRIDA DE LA PALA
ESC 1:2



PIEZA	CANT.	DENOMINACION	DIMENSIONES	MATERIAL	PESO EN KG.
SERVIMAN S.A.C					
PANGA DE 21'-0"					
SISTEMA DE GOBIERNO					
DISEÑADO POR: W. CARPIO			DIBUJADO POR: PAUL VARGAS		
REVISADO POR:			APROBADO POR:		
ESCALA: IND.		FECHA: 17/09/09		N: 023 - A1	

**APÉNDICE 5: PLANO DE GOBIERNO DE EMBARCACIONES
AUXILIARES**

**APÉNDICE 6: DATOS DE RENDIMIENTO PARA PLAN DE PINTADO DE
EMBARCACIONES AUXILIARES DE PESCA**

PINTADO DE OBRA MUERTA

preparación de superficie: arenado a metal blanco según norma sspc-sp- 5

CAPAS	PINTURA	ESP.(MILS)	REND.m ²	DILUC.
		SECO		%VOL
1a.	Zinc Primer 910	2.5	15	5
2a.	Bituflex 980 Café	4.0	15	10
3a.	Bituflex 980 Negro	4.0	15	10
	TOTAL	10.5		

PINTADO DE OBRA VIVA

preparación de superficie: arenado a metal blanco según norma sspc-sp- 5

CAPAS	PINTURA	ESP.(MILS)	REND.m ²	DILUC.
		SECO		%VOL
1a.	Zinc Primer 910	2.5	15	5
2a.	Bituflex 980 Café	4.0	15	10
3a.	Bituflex 980 Negro	4.0	15	10
4a.	Amercoat 73 SP Azul	3.0	18	5
5a.	Amercoat 73 SP Rojo	3.0	18	5
	TOTAL	16.5		

PINTADO DE TANQUES

preparación de superficie: arenado a metal blanco según norma sspc-sp- 5

CAPAS	PINTURA	ESP.(MILS)	REND.m ²	DILUC.
		SECO		%VOL
1a.	Zinc Primer 910	2.5	15	5
2a.	Amerlock 400 Verde Nilo	5.0	15	10
3a.	Amerlock 400 Gris Niebla	5.0	15	10
	TOTAL	12.5		

PINTADO DE CUBIERTAS

preparación de superficie: arenado a metal blanco según norma
sspc-sp- 5

CAPAS	PINTURA	ESP.(MILS)	REND.m²	DILUC.
		SECO		%VOL
1a.	Zinc Primer 910	2.5	15	5
2a.	Protecto 3B Negro	4.0	14	5
3a.	Protecto 2174 Gris	3.0	15	5
	TOTAL	9.5		