

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE VALPARAÍSO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“IMPLEMENTACIÓN DE PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN
EN EQUIPOS DE GNL QUINTERO”**

**Memoria para optar al título de:
INGENIERO MECÁNICO**

ALUMNO: Fabián Orellana Zamorano

PROFESOR GUÍA: Orlando Durán Acevedo

2016

RESUMEN

GNL Quintero actualmente cuenta con una filosofía basada en el mantenimiento preventivo y correctivo lo que ha resultado eficaz para una planta joven pero se ha detectado un aumento de actividades correctivas y también de la duración de las detenciones por reparación. Es por esto que se pretende ir migrando a un mantenimiento basado en la condición de los equipos con el fin de adelantarse a la falla y minimizar los tiempos de reparación además de extender el tiempo entre intervenciones.

Como primera etapa se realizará una descripción de los equipos que componen el terminal y como se lleva actualmente la gestión del mantenimiento. Luego se entregará una visión general de las actividades de mantenimiento que se realizan actualmente en los equipos críticos de producción.

Una vez descritas tanto las instalaciones, como el proceso y la gestión actual de mantenimiento se dará una visión general del alcance del mantenimiento centrado en condición y las principales técnicas que pueden ser utilizadas en la implementación de la metodología.

Se propondrá un plan de inspecciones tentativo para los equipos críticos de producción basado en la condición actual. Para lo cual se usará como referencia datos de disponibilidad basados en la experiencia y el historial de mantenimiento.

Finalmente se realizará una evaluación de los resultados obtenidos justificando económicamente las decisiones.

INDICE DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN	- 6 -
1.1. Descripción del problema.....	- 6 -
1.2. Objetivo Principal	- 6 -
1.3. Objetivos específicos.....	- 7 -
1.4. Justificación.....	- 7 -
1.5. Estructura del trabajo	- 7 -
2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO Y EQUIPOS	- 9 -
2.1. Antecedentes de la empresa	- 9 -
2.2. Características del GNL	- 12 -
2.3. Descripción del proceso.	- 14 -
2.3.1. Brazos de GNL.....	- 14 -
2.3.2. Estanques de GNL.....	- 16 -
2.3.3. Bombas de baja presión.....	- 19 -
2.3.4. Recondensador	- 20 -
2.3.5. Compresores de BOG.....	- 22 -
2.3.6. Compresor de descarga y tubería	- 22 -
2.3.7. Bombas de alta presión	- 23 -
2.3.8. Vaporizadores.....	- 24 -
2.3.9. Bombas de agua de mar	- 25 -
2.3.10. Sistema de medición de gas envío.....	- 25 -
2.3.11. Antorcha	- 26 -
2.3.12. Sistema de filtros y piscina de agua	- 26 -
2.3.13. Sistema de electroclorinación.....	- 26 -
2.3.14. Sistema de red contra incendio.....	- 26 -
2.3.15. Sistema de aire instrumental y nitrógeno	- 27 -
2.3.16. Patio de Carga de camiones.....	- 27 -
2.3.17. Sistema eléctrico	- 27 -
2.3.18. Sistema integrado de control y seguridad ICSS	- 27 -
2.3.19. Elementos críticos	- 28 -
2.3.20. Árbol de equipos	- 29 -

3.	MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN.....	- 31 -
3.1.	Descripción de metodología.....	- 31 -
3.1.1.	Variables de monitoreo de condición.....	- 33 -
3.1.2.	Ventajas de implementación	- 35 -
3.1.3.	Técnicas de monitoreo de condición.....	- 36 -
3.1.3.1.	Análisis de vibraciones.....	- 36 -
3.1.3.2.	Termografía infrarroja.....	- 38 -
3.1.3.3.	Tribología y análisis de aceite.....	- 39 -
3.1.3.4.	Análisis por Ultrasonido.....	- 39 -
3.1.3.5.	Pruebas eléctricas.....	- 40 -
3.1.4.	Comparación de técnicas de monitoreo de condición	- 41 -
4.	ANÁLISIS DEL MANTENIMIENTO ACTUAL.....	- 43 -
4.1.	Organización del mantenimiento.....	- 43 -
4.2.	Programación del mantenimiento.....	- 44 -
4.2.1.	Planes de mantenimiento preventivo.....	- 45 -
4.2.2.	Mantenimiento correctivo	- 47 -
4.3.	Gestión del Mantenimiento	- 48 -
4.4.	Actividades de mantenimiento actuales	- 50 -
5.	PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO A CONDICIÓN.....	- 52 -
5.1.	Actividades propuestas.....	- 56 -
5.1.1.	Brazos de descarga.....	- 59 -
5.1.2.	Tanques de GNL	- 62 -
5.1.3.	Bombas de baja presión.....	- 63 -
5.1.4.	Bombas de alta presión	- 64 -
5.1.5.	Vaporizadores de panel abierto	- 65 -
5.1.6.	Vaporizadores de combustión sumergida.....	- 65 -
5.1.7.	Compresores de BOG.....	- 66 -
5.1.8.	Bombas de agua de mar	- 67 -
5.1.9.	Recondensador	- 68 -
5.2.	Resumen	- 68 -
5.3.	Criterios de evaluación y alarma	- 71 -
5.3.1.	Análisis de vibraciones.....	- 71 -
5.3.2.	Termografía.....	- 73 -

5.3.3. Tribología y análisis de aceite.....	- 74 -
5.3.4. Pruebas eléctricas	- 75 -
5.3.5. Ultrasonido.....	- 75 -
6. IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN	- 77 -
6.1. Vibraciones	- 77 -
6.2. Termografía.....	- 82 -
6.3. Análisis de aceite.....	- 82 -
6.4. Pruebas eléctricas	- 82 -
6.5. Ultrasonido.....	- 83 -
6.6. Plan de implementación	- 83 -
NOMECLATURA	- 87 -
CONCLUSIONES	- 89 -
BIBLIOGRAFÍA.....	- 91 -
ANEXOS.....	- 92 -
ANEXO 1.....	- 93 -
ANEXO 2.....	- 99 -
ANEXO 3.....	- 133 -
ANEXO 4.....	- 135 -
ANEXO 5.....	- 155 -
ANEXO 6.....	- 159 -
ANEXO 7.....	- 160 -

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Descripción del problema

Producto de la incertidumbre energética que vivió nuestro país el año 2006 sumado a la crisis del gas de nuestro proveedor principal, Argentina, fue que el gobierno decidió enfocar los esfuerzos en la construcción de un Terminal de recepción, almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado (“GNL”) en la bahía de Quintero, que permitiría abastecer de gas natural, en forma permanente y segura, a la Zona Central de Chile.

El proyecto fue construido y comisionado en tiempo record y desde el año 2009 opera suministrando gas con fines domiciliarios, industriales y de generación eléctrica a la zona central a través de gaseoducto. Además desde el año 2011 envía GNL a través de camiones hasta la PSV (Planta satélite de vaporización) ubicada en la VIII región y a diferentes plantas satélites de GNL en la zona centro sur del país.

Actualmente GNL Quintero suministra el 80% de la demanda de gas para la zona central. Del gas emitido dependen las operaciones de las plantas generadoras de ciclo combinado, ENAP Aconcagua y Biobío, Clientes industriales y domiciliarios. El impacto que genera una detención por actividades de mantenimiento es alto, por este motivo la planta cuenta con una filosofía de backup “N+1” lo que permite una disponibilidad por diseño de 99,2%.

Mantenimiento actualmente cuenta con una filosofía basada en el mantenimiento preventivo y correctivo lo que ha resultado eficaz para una planta joven pero se ha detectado un aumento de actividades correctivas y también de la duración de las detenciones por reparación. Es por esto que se pretende ir migrando a un mantenimiento basado en la condición de los equipos con el fin de adelantarse a la falla y minimizar los tiempos de reparación además de extender el tiempo entre intervenciones.

1.2. Objetivo Principal

Por este motivo el objetivo principal será implementar un mantenimiento basado en condición para los equipos críticos de producción. La cual debería complementar las actuales

prácticas de mantenimiento. Se buscará maximizar la disponibilidad de los equipos y en el mediano plazo disminuir los costos relacionados con el mantenimiento, usando una metodología basada en condición que analice el equipo desde los primeros indicios de falla, lo que generara una disminución considerable en la probabilidad de tener un evento inesperado de falla catastrófica en los equipos.

1.3. Objetivos específicos

- Describir los equipos e instalaciones de la empresa GNL Quintero.
- Describir el mantenimiento actual tanto en lo organizaciones como en las estrategias de mantenimiento.
- Analizar la metodología del mantenimiento basado en condición, además de las técnicas predictivas propuestas.
- Proponer plan de inspección con técnicas predictivas a elementos críticos de producción.
- Mostrar resultados de la implementación.

1.4. Justificación

Debido a la criticidad a nivel país que tiene el terminal es de gran importancia tener un alto grado de confiabilidad en los equipos e instalaciones lo anterior exige un alto nivel de disponibilidad de equipos la cual debería verse afectada positivamente de implementarse una mantenimiento basado en condición. Si bien las técnicas predictivas a proponer requieren una inversión económica importante pueden ser implementadas de manera parcial pero considerándolos como "Capex" en futuros presupuestos.

1.5. Estructura del trabajo

Como primera etapa se realizará una descripción de los equipos que componen el terminal y como se lleva actualmente la gestión del mantenimiento. Luego se entregará una visión general de las actividades de mantenimiento que se realizan actualmente en los equipos críticos de producción.

Una vez descritas tanto las instalaciones, como el proceso y la gestión actual de mantenimiento se dará una visión general del alcance del mantenimiento centrado en condición y las principales técnicas que pueden ser utilizadas en la implementación de la metodología.

Se propondrá un plan de inspecciones tentativo para los equipos críticos de producción basado en la condición actual. Para lo cual se usará como referencia datos de disponibilidad basados en la experiencia y el historial de mantenimiento.

Finalmente se realizará una evaluación de los resultados obtenidos justificando económicamente las decisiones

2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO Y EQUIPOS

2.1. Antecedentes de la empresa

La planta de regasificación de Gas Natural Licuado fue proyectada durante el Gobierno del Presidente Ricardo Lagos en plena “Crisis del Gas”, cuando Argentina restringió sus envíos para priorizar su consumo interno.

Toda la inversión en infraestructura que generó la importación de gas desde Argentina (redes de transporte y distribución, procesos industriales, centrales termoeléctricas, calefacción domiciliaria y vehículos privados y de transporte público para operar con este combustible) se veía amenazada por la disminución de la importación de gas desde el país trasandino. Esto dejó al descubierto la necesidad de diversificar las fuentes de obtención de Gas Natural dentro del país.

Ahora bien, debido a que los principales productores de Gas Natural se encuentran a distancias inviables para construcción de gaseoductos se optó por el desarrollo de un proyecto de Gas Natural Licuado (GNL) específicamente un Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado.

El GNL es Gas Natural que al ser sub-enfriado a temperaturas criogénicas se comporta como líquido y disminuye 600 veces su volumen transformándose en líquido que facilita su traslado mediante buques desde largas distancias.

ENAP lideró la iniciativa de inversión asociándose con ENDESA, METROGAS y la firma Inglesa BG Group quien además firmó un contrato de abastecimiento de GNL a 21 años, quedando la participación en la compañía quedó con ENAP, METROGAS y ENDESA con un 20% cada uno y BG un 40%.

La construcción del terminal de regasificación quedó en manos de CB&I compañía de Ingeniería y construcción, líder mundial en el desarrollo de proyectos de infraestructura de la industria del petróleo y gas.



Fig.1: Terminal de regasificación GNL Quintero (Fuente: GNLQ)

En Junio del 2009 GNL Quintero comenzó sus operaciones en modo fast track, con un buque de GNL atracado en muelle de forma permanente utilizando únicamente el tanque construido para ese fin con una capacidad de mantener el envío por 24 horas mientras el terminal realizaba maniobras en el muelle para el des-atraque y atraque de un nuevo buque de GNL. Todo esto a la espera de que los tanques definitivos terminaran su construcción a fines del 2010.

El año 2012 Enagás en conjunto con OMAN LNG compró la participación de BG. Esta transacción se realizó bajo la figura de "Terminal Valparaíso S.A.

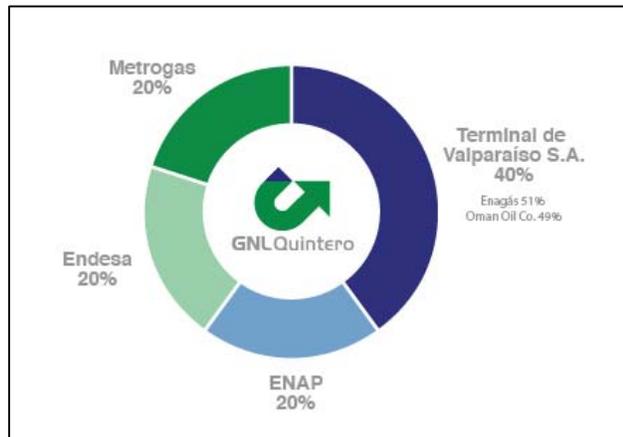


Fig. 2: Actual distribución de accionistas GNL Quintero (Fuente: GNLQ)

Actualmente GNL Quintero suministra el 80% de la demanda de gas de la zona central para lo cual cuenta con:

-Capacidad de almacenamiento de 300.000 m³ de GNL en 3 estanques (dos de contención completa y uno de contención simple) lo que genera una autonomía aproximada de 17 días, la cual dependerá de la emisión demandada.

-Capacidad de emisión diaria de 25.600 m³ por medio de 4 trenes de vaporización.

-Capacidad de carga diaria de 2.000 m³ en camiones de GNL.

Definición de capacidad Casos de Descarga	Unidades	Diseño Pobre	Diseño Rico	Diseño Rico
Caso Base - Envío Normal	MTPA	2.50	2.57	2.67
	PJ/y		139.0	
	MW		4408	
	Sm ³ /d	10087×10 ³	9468×10 ³	8933×10 ³
	t/h	287	295	306
Caso Base – Tope máximo	MTPA	3.75	3.83	4.06
Caso intermedio	PJ/y		208.5	
	MW		6612	
	Sm ³ /d	15117 x 10 ³	14138 x 10 ³	13399 x 10 ³
	t/h	430	440	461
Capacidad final - Normal	MTPA	5.0	5.10	5.37
	PJ/y		278.0	
	MW		8816	
	Sm ³ /d	20149 x 10 ³	18815 x 10 ³	17866 x 10 ³
	t/h	574	585	617

Tabla. 1: Casos de envío del terminal (Fuente: O&M Manual)

El envío de Gas Natural se realiza mediante un gaseoducto de salida con 123 km de largo, el cual se mantiene presurizado a 72 bar. Tomando en cuenta que se trata de un gaseoducto de poca distancia el "line pack" disponible es bajo, lo anterior ante una detención no programada de planta genera una serie de problemas en los clientes aguas, dado que la presión baja abruptamente.

En los últimos meses se llegó a un acuerdo de exportación del exceso de vaporización de los clientes a Argentina lo que ha generado demandas de emisión tope durante gran parte del día operativo. Esto sumado a la llegada del Shale Gas, un gas de bajo costo que ha revolucionado el mercado del gas natural hace que las demandas sean más altas aún y los márgenes de indisponibilidad permitidos son cada vez más bajos.

Debido a lo anterior y al impacto que tiene la disponibilidad del terminal a nivel país es que se releva una alta disponibilidad y confiabilidad de los equipos.

2.2. Características del GNL

El gas natural es una mezcla de varios gases, pero se encuentra compuesto principalmente por metano. El metano (CH_4) es un hidrocarburo liviano, cuya molécula consiste en un átomo de un carbono y 4 de hidrógeno. Cuando el gas natural es procesado antes de ser entregado al usuario final, se retiran los componentes no deseados, como el sulfuro de hidrógeno y el agua.

Las principales características que posee el gas natural es que no tiene olor, sabor y es más liviano que el aire (aproximadamente 60% del peso del aire). Por este motivo antes de entregar el gas natural al usuario final, se le debe aplicar odorizante para facilitar la detección de fugas.

Una característica física importante que presenta el gas natural es que a una temperatura alrededor de $-162\text{ }^\circ\text{C}$ se transforma a estado líquido disminuyendo 600 veces su volumen, lo que facilita su traslado por vía marítima o terrestre.



Fig. 3: Buque tanque de GNL (Fuente: GNLQ)

Sin embargo la forma más común de transportar gas natural económicamente por tierra es en tuberías a alta presión, ya que a medida que aumenta la presión del gas, su volumen disminuye, pudiendo transportarse una gran cantidad de gas en una tubería relativamente pequeña.

Cuando se requiriere transportar el gas natural a grandes distancias es común hacerlo es licuándolo y cargándolo en barcos tanques.

El gas natural también puede ser transportado en cilindros de gas natural comprimido, que son pequeños pero pueden contener grandes cantidades de gas.

El gas natural comprimido (GNC) y el gas natural licuado (GNL) son útiles para suministrar gas natural cuando no puede ser entregado en forma económica a través de tuberías. En climas muy helados, por ejemplo, las tuberías no pueden suministrar gas a ubicaciones distantes. Y es en estas circunstancias cuando se utiliza GNL y GNC para ayudar a satisfacer la demanda.

Una alternativa cuando la construcción de un gasoducto no es económicamente factible, es contar con un “gasoducto rodante” con camiones cisternas de GNL. Estos camiones cisternas llevan a puntos específicos el GNL donde es re gasificado en pequeñas plantas satélites que

cuentan con estanques de almacenamiento que permiten una autonomía determinada (similar a plantas de almacenamiento de Nitrógeno que pueden encontrarse en hospitales o laboratorios).

2.3. Descripción del proceso.

2.3.1. Brazos de GNL

El proceso de descarga se realiza por medio de brazos de descarga que toman el GNL desde el buque para llevarlo a los estanques de almacenamiento. En una descarga normal tiene una duración de 24 horas (12 horas de descarga real). En general un buque descarga alrededor de 120.000 m³ a un flujo de descarga aproximado de 12.000 m³/h.



Fig.4: Maniobra de atraque de buque de GNL (Fuente: GNLQ)

Debido al alto flujo de descarga, es necesario enviar vapores hacia el buque para compensar sus presiones. Si bien el buque puede generar sus propios vapores recirculando una bomba interna no representa una práctica habitual.

Los brazos de descarga son 5 son de origen alemán (SVT) y están distribuidos como se muestra en la figura 6.

<i>TAG</i>	<i>Servicio</i>	<i>Flujo Nominal m³</i>
<i>100-L-101A</i>	Líquido	3.000
<i>100-L-102</i>	Híbrido	3.000 vap./12.000 liq.
<i>100-L-103</i>	Vapor	12.000
<i>100-L-101B</i>	Líquido	3.000
<i>100-L-101C</i>	Líquido	3.000

Tabla 2: Brazos de descarga (Fuente: Elaboración propia)

Debido a que el envío de vapores es una operación crítica para el desarrollo de la descarga, se cuenta con un brazo de descarga híbrido que permite cumplir las funciones de brazos de líquido y de vapor realizando previamente una modificación en el piping previo a la descarga.

Los brazos de descarga son básicamente tuberías articuladas que se mueven gracias al accionamiento de cilindros hidráulicos y contrapesos. Cuentan además con un sistema de desacople de emergencia llamado PERC (Powered Emergency Release Coupling), el que permite de forma segura la desvinculación física entre los brazos de descarga y el manifold del buque.



Fig.5: Muestra de activación de sistema PERC en frío (Fuente: Manual SVT)

2.3.2. Estanques de GNL

El terminal cuenta con 3 tanques de almacenamiento de ingeniería norteamericana (CB&I) los cuales están distribuidos como se muestra en la figura 8.

<i>TAG</i>	<i>Tipo de Contención</i>	<i>Volumen Total</i> <i>m³</i>	<i>Volumen</i> <i>Operativo m³</i>
200-T-101	Completa	160.000	151.000
200-T-201	Completa	160.000	151.000
200-T-301	Simple	14.000	10.000

Tabla 3: Estanques GNL (Fuente: Elaboración propia)

El tipo de contención se refiere a la capacidad que tiene el estanque de minimizar pérdidas de contención de GNL. Esta capacidad dependerá de las características constructivas que tenga el estanque y están especificadas en la norma NFPA 59A.

Contención simple:

- Tanque interno acero inoxidable.
- Relleno perlita.
- Tanque externo acero al carbono.
- Calefactores de piso.
- Pretil de contención diseñado para 1,2 veces el volumen nominal de un tanque de contención completa.



Fig.6: Tanque almacenamiento contención simple (Fuente: Elaboración propia)

Contención completa:

- Tanque interno acero inoxidable.
- Relleno perlita.
- Tanque externo acero al carbono.
- Anillo externo de concreto post-tensado.
- Pretil de 1,2 veces volumen nominal del tanque.
- Aisladores sísmicos.



Fig.7: Tanque almacenamiento contención completa (Fuente: Elaboración propia)

El tanque de contención simple conocido también como de “Early Gas” tuvo por finalidad el tener una reserva de GNL entre el recambio de buques durante la operación de Fast Track en los inicios de las operaciones.

Permitía una ventana de 24 horas para desconectar el buque vacío y conectar un buque lleno evitando así detener la emisión durante ese periodo. Está diseñado para eventualmente en el futuro reemplazarlo por un tanque de contención completa, con el fin de aumentar la capacidad de almacenamiento del terminal.

Si bien los estanques cuentan con un sistema de aislación, no es suficiente para mantener el GNL sub-enfriado por lo que constantemente está generando vapores. Estos vapores son denominados BOG (Boil of Gas) y no debe ser confundido con el Gas Natural ya que su composición es alta en Nitrógeno y otros gases livianos.

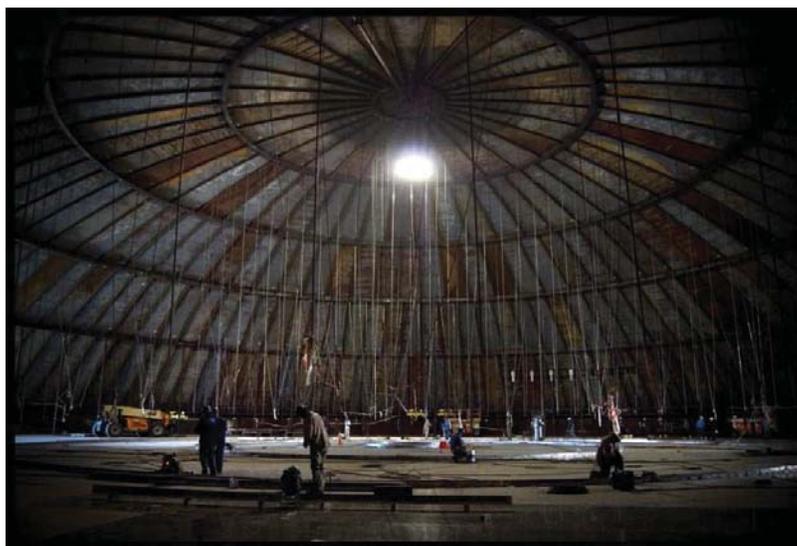


Fig.8: Construcción interior estanque (Fuente: Elaboración propia)

Los contenedores utilizados para almacenar GNL en los camiones transportadores por lo general consisten en un recipiente criogénico que se encuentra dentro de un contenedor de mayor

tamaño separado por vacío para mermar la conducción de calor desde el exterior. El recipiente interior mantiene el GNL en estado líquido

2.3.3. Bombas de baja presión

El GNL almacenado en los estanques es bombeado por medio de las bombas de baja presión o “in-tank”. Son bombas criogénicas, centrifugas, sumergidas de origen japonés (Nikkiso) y están distribuidas como se muestra en la figura 11.

<i>TAG</i>	<i>Ubicación</i>	<i>Flujo nominal y presión de descarga</i>
300-P-101A	200-T-101	400 m ³ /h 12 Bar
300-P-101B	200-T-101	
300-P-101C	200-T-101	
300-P-201A	200-T-201	
300-P-201B	200-T-201	
300-P-201C	200-T-201	
300-P-301A	200-T-301	
300-P-301B	200-T-301	

Tabla.4: Bombas de baja presión (Fuente: Elaboración propia)

Las bombas de baja presión tienen por finalidad llevar el GNL desde el tanque al recondensador para que posteriormente pase a las bombas de alta presión.

En operación normal se encuentran 4 bombas en servicio, tomando en cuenta 3 trenes de emisión y carga de camiones de GNL.

2.3.4. Recondensador

Es básicamente un intercambiador de calor por contacto que vuelve a estado líquido el BOG que se genera en los estanques, además provee un nivel de líquido para las bombas secundarias aminorando así cualquier fluctuación en la operación.



Fig.9: Recondensador de GNL (Fuente: Elaboración propia)

Cuenta con controles por nivel y presión, Además de protección por vacío y sobre presión. Está diseñado para ser libre de mantenimiento por 20 años pero sin embargo dada la importancia en el proceso que tiene sus equipos periféricos (válvulas, instrumentación) es que requiere mantenimientos específicos y pruebas periódicas

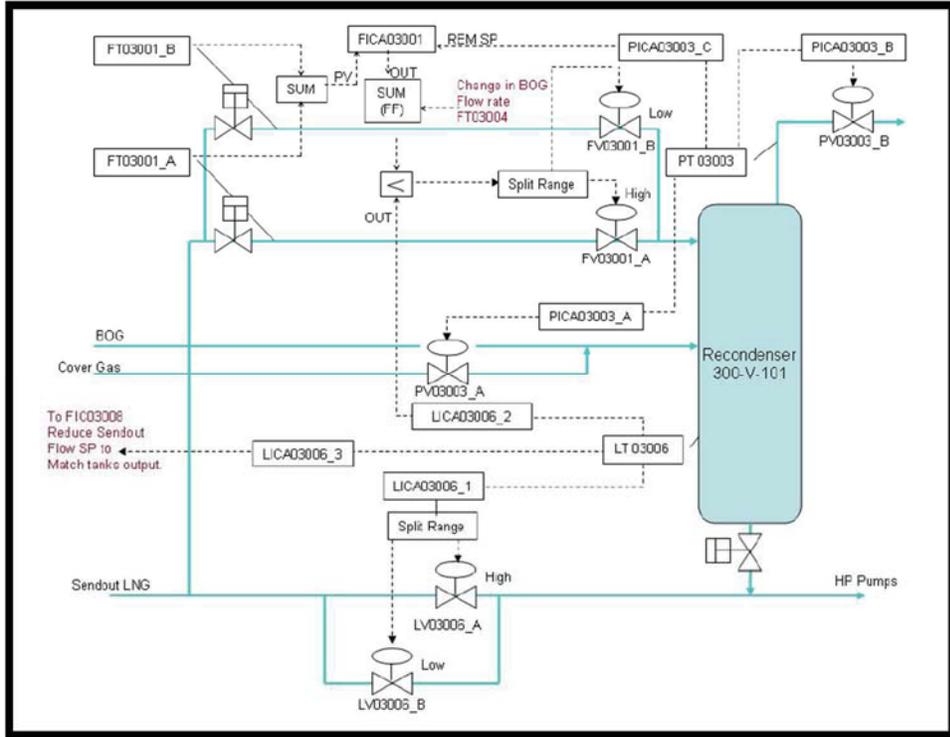


Fig. 10: Sistema de control Recondensador (Fuente: O&M Manual)

Al igual que todos los equipos que tienen entre sus funciones contener hidrocarburo, cuenta con válvulas de aislamiento de seguridad denominadas según la Norma ISA 5.1 como XZV las cuales ante una emergencia pueden tener condición de cierre o apertura ante falla.

Por normativa este tipo de válvulas debe ser operada cada 90 días y ya que este equipo en particular debe tener una disponibilidad operativa del 100%, sus válvulas XZV cuentan con un sistema de chequeo de movimiento parcial el que se ejecuta cada 90 días y que se denomina como Partial Stroke. Este sistema de chequeo permite cerrar un 70% la válvula sin afectar el proceso y permite cumplir con la normativa anteriormente descrita.

2.3.5. Compresores de BOG

El gas generado en el almacenamiento del GNL (BOG) es re-licuado en el recondensador. Pero debido a que en el recondensador el intercambio de calor se realiza a 8 bar son los compresores de BOG los encargados de comprimir el BOG antes de llegar al recondensador. Con este fin el terminal cuenta con 2 compresores reciprocantes de origen suizo marca Burckhardt.

<i>TAG</i>	<i>Flujo nominal y presión de descarga</i>
<i>300-K-101A</i>	6.000 kg/h
<i>300-K-101B</i>	8 Bar

Tabla 5: Compresores de BOG (Fuente: Elaboración propia)

Los compresores son de 2 etapas y generalmente se mantiene uno en espera y otro en servicio en automático de acuerdo a las fluctuaciones de presión de los estanques de GNL.

Para evitar el ingreso de líquido a los compresores de BOG se cuenta con separador de gotas o KO Drum que se encarga de asegurar las gotas de líquido que puedan estar en el BOG no lleguen a los compresores.

2.3.6. Compresor de descarga y tubería

En el proceso de descarga de buque, es necesario el envío de BOG hacia el buque para compensar sus presiones, con este fin el compresor de descarga toma el BOG generado por los

estanques y lo comprime a 8 barg para alimentar así el recondensador y enviar vapores de retorno al buque.

<i>TAG</i>	<i>Flujo nominal y presión de descarga</i>
<i>300-K-102</i>	34.000 kg/h 10 bar
<i>300-K-103</i>	15.000 kg/h 66 Bar

Tabla 6: Compresores de descarga y tubería (Fuente: Elaboración propia)

El compresor de descarga envía los vapores hacia el buque y el recondensador. En un escenario de baja emisión el recondensador no será capaz de recondensar el BOG ya que no habrá una cantidad de líquido suficiente para el intercambio de calor. En estas circunstancias (Descarga de buque y baja emisión) el compresor de tubería toma el BOG comprimido en el compresor de descarga y lo comprime a presión de gaseoducto para disposición final.

Debido a que la composición del Gas Natural y el BOG no es la misma existen márgenes operativos muy estrictos para la emisión con este equipo que están estipulados en los contratos de suministro.

2.3.7. Bombas de alta presión

El GNL proveniente de las bombas de baja presión y del recondensador es bombeado a presión de gaseoducto por las bombas de alta presión. Son bombas criogénicas, centrifugas y sumergidas de origen japonés (Nikkiso) y están distribuidas como se muestra en la figura 16.

<i>TAG</i>	<i>Flujo nominal y presión de descarga</i>
<i>300-P-102A</i>	380 m3/h 72 bar
<i>300-P-102B</i>	
<i>300-P-102C</i>	
<i>300-P-102D</i>	
<i>300-P-102E</i>	

Tabla 7: Bombas de alta presión (Fuente: Elaboración propia)

En operación normal se encuentran 3 bombas en servicio, tomando en cuenta 3 trenes de emisión.

2.3.8. Vaporizadores

El terminal cuenta con dos tipos de vaporizadores de GNL, de panel abierto (ORV) y de combustión sumergida (SCV). Los Vaporizadores de Panel Abierto están compuestos por tuberías, por donde circula Gas Natural Licuado, estas cañerías son bañadas con agua de mar a temperatura ambiente. De esta forma se produce la transferencia de calor necesaria para la vaporización del GNL

A su vez, el Vaporizador de Combustión Sumergida (SCV), está compuesto por un serpentín de tuberías por el que circula GNL, sumergidos en una piscina con agua desmineralizada, que es calentada mediante la combustión de gas natural.

<i>TAG</i>	<i>Flujo nominal y presión de descarga</i>
<i>300-E-102A</i>	400 m3/h 72 bar
<i>300-E-102B</i>	
<i>300-E-102C</i>	
<i>300-E-103</i>	

Tabla 8: Vaporizadores de panel abierto (Fuente: Elaboración propia)

2.3.9. Bombas de agua de mar

Los vaporizadores de panel abierto requieren agua de mar como fuente de calor para general el cambio de estado. Es por esto que el terminal cuenta con 4 bombas elevadoras de agua de mar para alimentar los vaporizadores de panel abierto.

<i>TAG</i>	<i>Flujo nominal y presión de descarga</i>
400-P-102A	5.000 m ³ /h 7 bar
400-P-102B	
400-P-102C	
400-P-102D	

Tabla 9: Bombas de agua de mar (Fuente: Elaboración propia)

2.3.10. Sistema de medición de gas envío

El sistema de medición de gas fiscaliza la medición de Gas de Envío para medir flujo de emisión y para cumplir los requerimientos de composición definidos por el cliente.

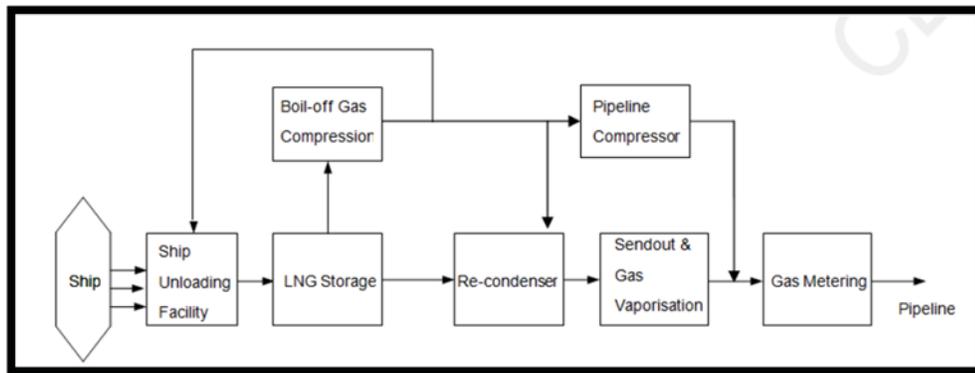


Fig.11: Diagrama de bloqueo proceso (Fuente: O&M Manual)

2.3.11. Antorcha

La instalación está diseñada para 0 quema de producto, pero cuenta con una antorcha para alivio de presión de los estanques y despresurización de emergencia de equipos de alta presión.

2.3.12. Sistema de filtros y piscina de agua

La alimentación de las bombas de agua de mar comprende una piscina de captación de agua de mar, dos filtros de rastrillo y dos filtros rotatorios para asegurar la ausencia de cuerpos extraños y vida marina en la succión de las bombas de agua de mar.

2.3.13. Sistema de electroclorinación

Al agua de mar se le agrega una solución de hipoclorito de sodio, la cual es dosificada en la captación de agua de mar y en la piscina para suprimir el crecimiento de vida marina en las bombas y cañerías del sistema. La planta de electroclorinación es alimentada con agua del proceso.

2.3.14. Sistema de red contra incendio

El sistema de agua contra incendio está diseñado para ser usado en la protección de los equipos que están expuestos a la radiación de calor en caso de un evento.

La red fija de agua contra incendio abarca:

- Bombas de agua contra incendio para alimentar la red en caso de incendio.
- Bombas jockey para la presurización continua de la red,
- Válvulas de sectorización para mantenimiento sin afectar la disponibilidad de la red en caso de incendio,
- Válvulas de cortinas de agua para la iniciación de flujo de agua y protección del equipo.

- Otros artículos tales como grifos, monitores de agua y carretes de manguera.

2.3.15. Sistema de aire instrumental y nitrógeno

Ya que es necesario para la operación de las válvulas y equipos la planta cuenta con suministro de aire comprimido y nitrógeno. El aire se obtiene a gracias a dos compresores y el nitrógeno se recibe de un proveedor externo en estado líquido.

2.3.16. Patio de Carga de camiones

El terminal cuenta con una estación de carga de camiones cisternas de GNL el cual consta de 4 islas de carga con capacidad de cargar 12 cisternas de GNL al día.

2.3.17. Sistema eléctrico

La alimentación eléctrica del terminal es mediante dos alimentadores de 110 kV. Los cuales alimentan 2 barras de 6,6 kV de donde están alimentados los equipos de media tensión. Adicionalmente se cuenta con 3 grupos generadores que permiten emitir de forma autónoma con 1 tren de vaporización y 1 grupo generador que alimenta eléctricamente los equipos de emergencia de la planta para mantenerla en una condición de seguridad.

2.3.18. Sistema integrado de control y seguridad ICSS

El sistema integrado de control y seguridad está compuesto por:

- Sistema de Control de Procesos (PCS), proporciona control de proceso y monitoreo para el complejo entero de terminal de GNL incluyendo el muelle de descarga.
- Sistema de Parada de Emergencia (ESD), genera las acciones de detención de equipos o sistemas ante el cumplimiento de una lógica o activación manual del operador.
- Sistema de Fuego y Gas (F&G system), integra los sistemas de detección de fuego y gas.
- Sistema de seguridad no programable (NPSS), funciones de seguridad cableada que no permiten by pass lógico ni modificación.

2.3.19. Elementos críticos

La definición de equipos críticos nace de la necesidad de priorizar los esfuerzos de mantenimiento en estos equipos sobre el universo de equipos de la planta. Se dividen en equipos críticos de producción y de seguridad.

Como criterio se utilizaron los lineamientos enunciados en el Safety Case Standard de BG (**BGA-HSSE-SAF-ST-1526**), y el Standard y la Guía de Aplicación para la Identificación de Elementos Críticos de Seguridad y producción (**BGA-HSSE-SAF-ST-702** y **BG-HSSE-SAF-GDL-0702**). Para definir los elementos críticos de seguridad y producción se desarrolló un taller a través del cual el equipo de trabajo realizó una revisión minuciosa de análisis previos y acordó los criterios de evaluación para el desarrollo del presente análisis. Asimismo, se revalidaron los Riesgos y Amenazas Mayores presentes en la operación la planta además se tomaron como

En el taller de trabajo participo personal de nivel Gerente, superintendente, supervisor y técnicos de las siguientes áreas:

- Operaciones
- Mantenimiento mecánico, eléctrico, instrumentación y control
- Planificación
- Ingeniería de proceso
- Integridad
- Marítima

- Proyecto

En el desarrollo del tema se estudió la aplicación de un mantenimiento basado en condición en los equipos críticos de producción. Los equipos críticos de producción se clasificaron según la afectación que tiene la disponibilidad de estos en la emisión.

Del total de equipos (120) incluidos en el estudio se definió como crítico de producción los siguientes:

- 5 Brazos de descarga
- 3 Estanques de GNL
- 8 Bombas de baja presión
- 5 Bombas de alta presión
- 3 Vaporizadores panel abierto
- 1 Vaporizador combustión sumergida
- 2 Compresores de BOG
- 4 Bombas de agua de mar
- 1 Recondensador

2.3.20. Árbol de equipos

Ya definidos los equipos principales e identificados los elementos críticos de producción se agrupan estos según su ubicación en la planta. En la figura 20 se pueden identificar los equipos ordenados y destacados los críticos de producción con color naranja.

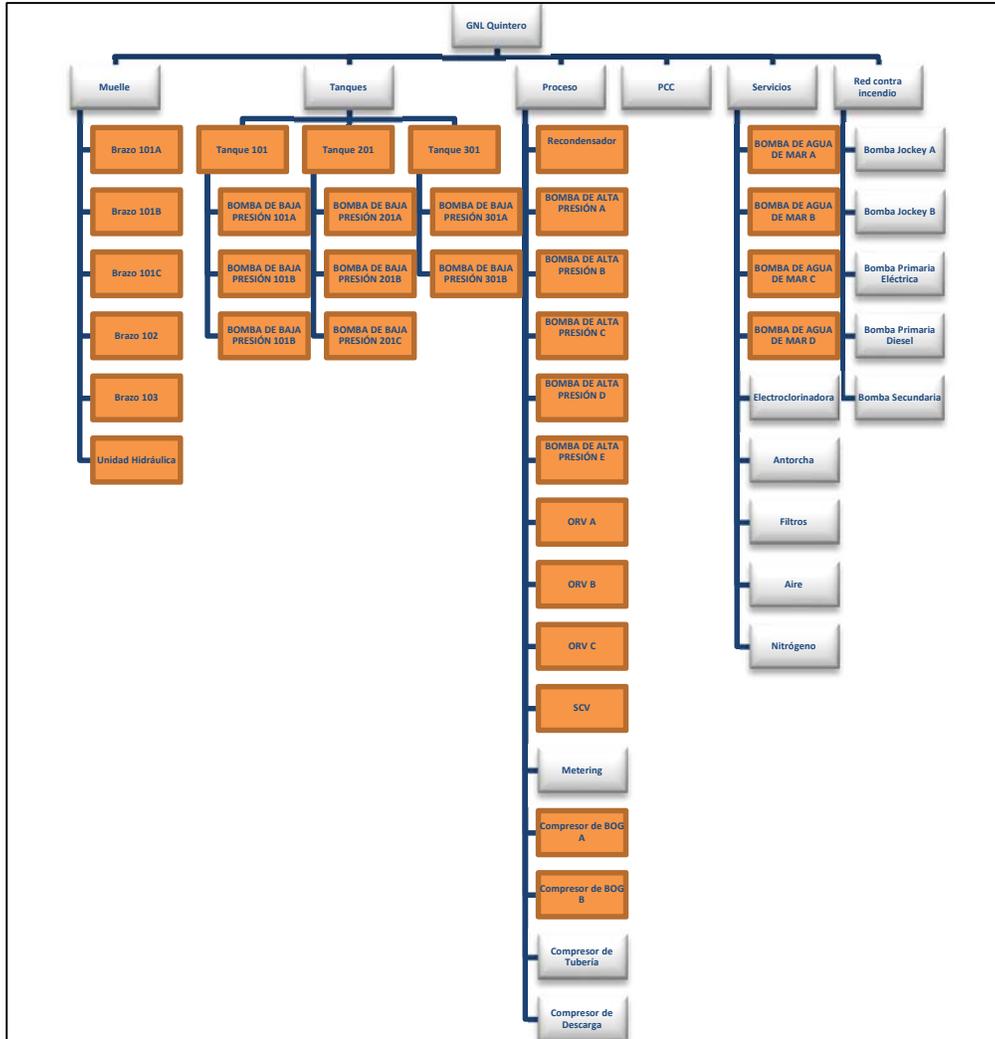


Fig.12: Árbol de equipos (Fuente: Elaboración propia)

3. MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN

3.1. Descripción de metodología

En GNL Quintero se utilizó una metodología basada en ISO 17359 de mantenimiento basado en condición (CBM) y la cual se adaptó a la realidad y características de los equipos de la planta.

El mantenimiento basado en condición (CBM) es una metodología que busca extender la vida útil de las máquinas, mejorar los indicadores de productividad y reducir costos de operación y de intervención por daños mayores o catastróficos. Para lograr estos resultados utiliza herramientas de "predicción" para determinar si existe una falla incipiente que pueda estar silenciosamente desarrollándose sobre el equipo. A diferencia del mantenimiento preventivo, en el que los plazos de aplicación son predeterminados y programados, en el CBM todo se basa en el diagnóstico puntual de la máquina conociendo así su estado e determinando cuando y como se debe mantener para evitar el desenlace de esa falla incipiente.

Las formas más simples de detección de una condición pueden llevarse a cabo con:

- Visión
- Audición
- Tacto
- Olfato

Si bien no son métodos de real monitoreo de condición pueden ser útiles como actividad adicional en la ronda diaria de un operador de producción.

El monitoreo de condición se basa en el concepto de que es posible detectar "estados de degradación". Los estados de degradación se refieren a un estado en el cual el equipo no presenta falla aún, pero de continuar en operación normal esa falla puede ser detectada a simple vista o debido a la detención del equipo por falla.

Algunas situaciones que se pueden considerar estados de degradación pueden ser:

- Aumento de la vibración o ruido
- Aceite contaminado
- Altas temperaturas en conexiones eléctricas
- Adelgazamiento de paredes de tubería

Para monitorear la condición se pueden usar una serie de técnicas y estas pueden ser del tipo periódico o continuo de acuerdo a la estrategia de monitoreo que se decida según los tipos de equipos, su criticidad e historial de falla.

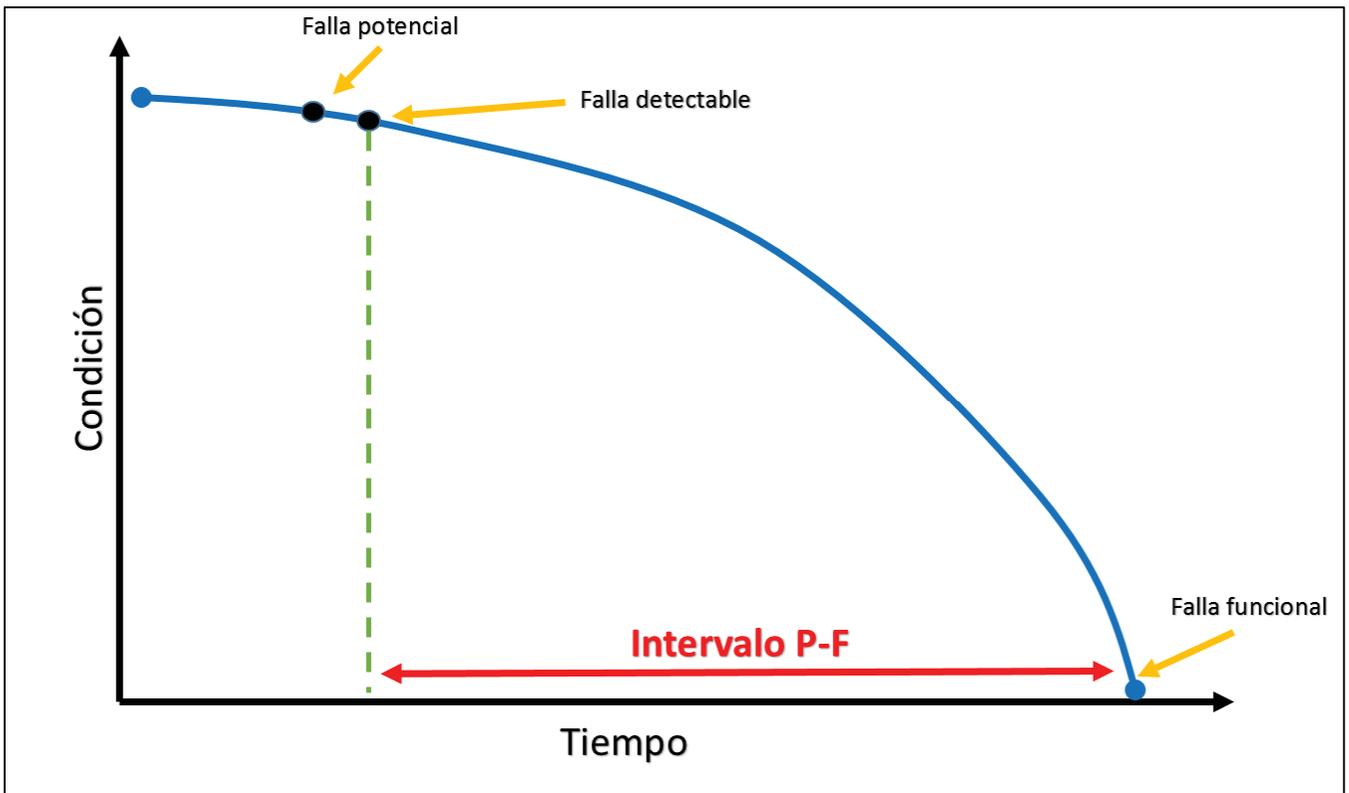


Fig.13: Intervalo P-F (Fuente: Elaboración propia)

El tiempo que entre que la falla es detectable por las técnicas de monitoreo y que el desenlace de la falla se denomina intervalo PF conocido como "tiempo que demora hasta la falla". Más claramente el intervalo PF mide el tiempo entre que una falla potencial es detectable hasta que la falla es funcional.

Se definen 3 tipos de intervalos PF como por ejemplo:

- Largos: deterioro gradual del elemento, por ejemplo el desgaste de las pastillas de freno.
- Cortos: falla sin un mecanismo de deterioro detectable, por ejemplo el corte de una correa de distribución.
- Combinados: un rodamiento puede fallar repentinamente como puede mostrar signos de deterioro como vibración, alta temperatura etc.

En la figura 22 se puede apreciar el área de jurisdicción del mantenimiento a condición, preventivo y correctivo dentro de la curva PF.

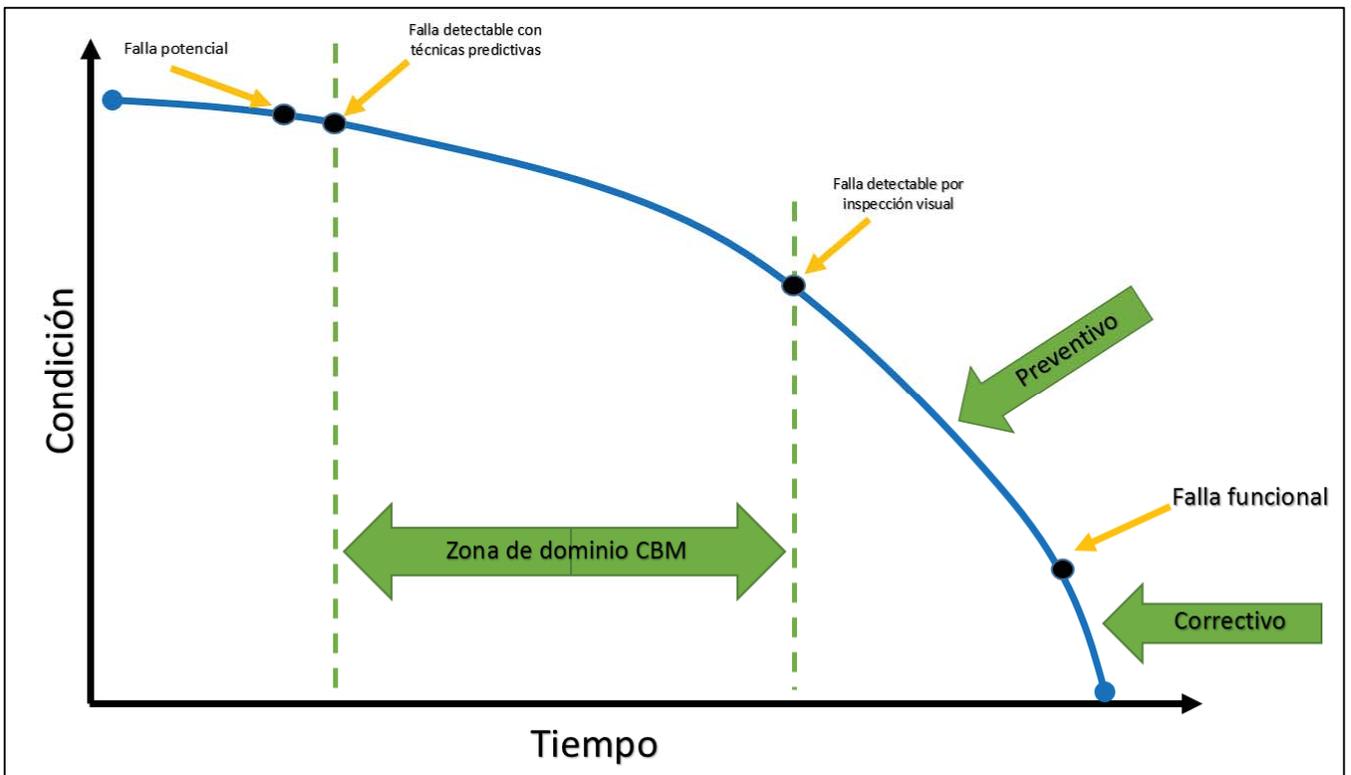


Fig.14: Zona de competencia de las diferentes estrategias de mantenimiento (Fuente: Elaboración propia)

3.1.1. Variables de monitoreo de condición.

Las técnicas disponibles para el monitoreo de condiciones se basará en la medición de una serie de variables entre las que podemos encontrar:

- Temperatura

- Presión
- Flujo
- Ultrasonido
- Parámetros eléctricos
- Estado de lubricantes
- Humedad
- Vibración
- Composición
- Cambios dimensionales
- Tiempo

Ahora bien según el tipo de equipo puede definirse una serie de variables a medir, en la figura 23 según ISO 17359 se enumera las variables que pueden ser monitoreadas para una serie de equipos.

Table A.1 — Examples of condition monitoring parameters by machine type

Parameter	Machine type								
	Electric motor	Steam turbine	Aero gas turbine	Industrial gas turbine	Pump	Compressor	Electric generator	RIC engine	Fan
Temperature	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Pressure		•	•	•	•	•		•	•
Pressure (head)					•				
Pressure ratio			•	•		•			
Air flow			•	•		•		•	•
Fuel flow			•	•				•	
Fluid flow		•			•	•			
Current	•						•		
Voltage	•						•		
Resistance	•						•		
Input power	•				•	•	•		•
Output power	•	•	•	•			•	•	
Noise	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Vibration	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Acoustic techniques	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Oil pressure	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Oil consumption	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Oil (tribology)	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Torque	•	•		•		•	•	•	
Speed	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Length		•							
Efficiency (derived)		•	•	•	•	•		•	

• Indicates condition monitoring measurement parameter is applicable.

Tabla 10: Ejemplos de monitoreo de parámetros por tipo de equipo (Fuente: ISO 17359)

3.1.2. Ventajas de implementación

Debido a que la implementación de la metodología una alta inversión en capacitación y equipamiento debe ser correctamente justificada ante el área comercial la inversión requerida.

- Entre las ventajas se puede enumerar:
- Aumento de la vida útil y la disponibilidad de los equipos
- Permite programar acciones correctivas, se reducen correctivos de emergencia y los tiempos de reparación.
- Disminuye el tiempo de detención del equipo para mantenimiento

- Disminuye los costos de mano de obra
- Disminuye los riesgos de afectación a las personas y el medio ambiente.
- Disminuye los tiempos de reparación
- Genera ahorros de energía eléctrica

También como desventajas se pueden considerar:

- Alta inversión en equipamiento y contratos de mantenimiento externo
- Alta inversión en capacitación de personal interno
- Debido a ser una planta nueva que no presenta fallas críticas resulta complejo para un área comercial entender el beneficio real de la metodología que busca evitar fallas que hasta el momento no han ocurrido y de implementarse no ocurrirán.

3.1.3. Técnicas de monitoreo de condición

Las principales técnicas predictivas utilizadas en el monitoreo de las variables de condición son las siguientes:

3.1.3.1. Análisis de vibraciones

Es de todas las técnicas predictivas la más conocida y también la que se considera que aporta más información sobre la condición de la maquinaria rotativa. El análisis de vibración a equipo rotativo presenta dos niveles de alcances en cuanto a cobertura:

Nivel 1. Medición de valores globales y seguimiento de tendencias. El incremento en las magnitudes de vibración por encima de un valor fijado previamente permite conocer que se están gestando cambios en condición operativa del equipo y por lo tanto determinar la necesidad de aplicar estudios más profundos para diagnosticar el problema específico.



Fig.15: Análisis de vibraciones (Fuente: Curso CIDES)

Nivel 2. Análisis y Diagnóstico. Los equipos que superan los valores de alarma fijados son sujetos a mediciones de alto nivel de tareas como: espectros de frecuencia, análisis de fase, análisis de señal en el dominio del tiempo, etc. Con esta información es posible diagnosticar con la ayuda de datos históricos el problema específico.

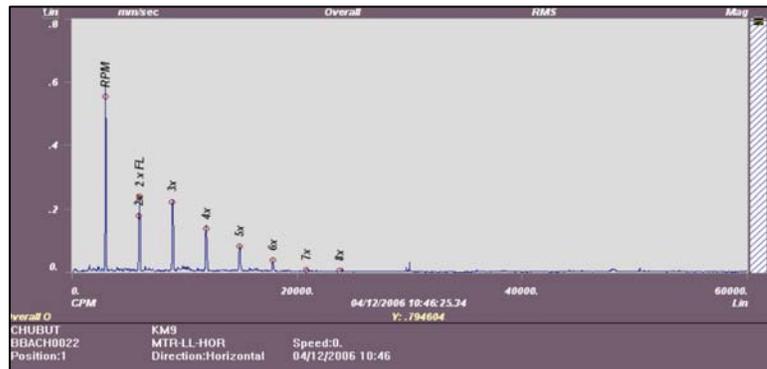


Fig.16: Análisis de vibraciones (Fuente: Curso CIDES)

Problemas que ofrezcan un mayor nivel de complejidad o que escapen al ámbito de la maquinaria rotativa, requieren la aplicación de pruebas mucho más avanzadas y muy específicas, dirigidas a confirmar o descartar una condición específica. Tales pruebas son ejecutadas y analizadas por especialistas con un mayor nivel de capacitación y experiencia. (Nivel 3).

3.1.3.2. Termografía infrarroja

Es el método de no contacto más usado para la medición de temperatura de componentes mecánicos y eléctricos. La ventaja de la Termografía respecto de otros métodos de monitoreo de temperatura, además de poder medir en zonas inaccesibles o peligrosas (por ejemplo, contactos eléctricos, transformadores, líneas de distribución, etc.) es que se genera una imagen de distribución de la energía radiante de los componentes, con lo cual se obtiene no solamente una medición puntual de temperatura sino también, con apropiadas técnicas de Análisis, la distribución de temperatura en una región del sistema. Es posible diagnosticar falsos contactos, sobrecalentamiento, desbalance de carga entre fases, fallas en aislamiento, fugas, problemas mecánicos, etc.

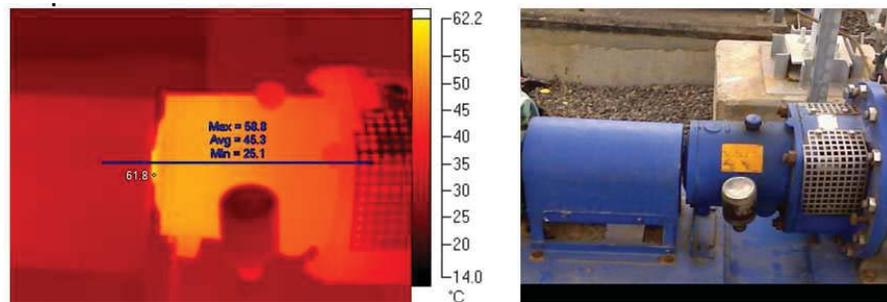


Fig.17: Termografía en bomba de agua potable (Fuente: Elaboración propia)

Como se aprecia en la figura 26, es una técnica que tiene un alcance muy amplio, desde maquinaria de cualquier tipo, pasando por sistemas eléctricos de control, de potencia, de transmisión, e inclusive pruebas en materiales, para mostrar la degradación, desgaste, corrosión o pérdidas de integridad superficial. Aun cuando el uso de ciertas paletas de colores parezcan

sugerir lo contrario. La Termografía Infrarroja es una prueba meramente superficial, es decir, brinda información sobre la firma térmica de una superficie, pero no ofrece ningún dato sobre lo que ocurre, dentro de la misma.

3.1.3.3. Tribología y análisis de aceite

La tribología es la ciencia que estudia la fricción entre superficies con movimiento relativo entre si incluye también se preocupa del estudio de la lubricación y el análisis del desgaste por roce. Los aceites y las grasas funcionan como la sangre en un equipo industrial, sus funciones principales son aplacar los efectos del roce, del desgaste, y disipar el calor.

El análisis de aceite se transforma en una técnica predictiva altamente efectiva que si bien requiere de equipamiento especializado y personal altamente capacitado puede entregar una visión completa del estado de la máquina.

Debido a ser una técnica de compleja en cuanto a equipamiento y personal necesario es que regularmente se sub contrata a una empresa especializada que puede entregar un informe detallado con recomendaciones y planes de acción. En el **Anexo 3** se adjunta un informe tipo de análisis de aceite en una bomba de planta. Por lo anterior y dado a la variedad de empresas que pueden prestar el servicio de análisis de aceites a precios relativamente competitivos es que se ha transformado en una técnica muy usada en el diagnóstico de predicción de fallas utilizándose como herramienta de mantenimiento, monitoreo y análisis para determinar la condición de una amplia gama de maquinarias y equipos.

3.1.3.4. Análisis por Ultrasonido

El ultrasonido es una técnica de monitoreo de condición que permite detectar fallas que no pueden ser perceptibles por el oído humano. Estos fenómenos de emisión acústica en su etapa temprana están fuera de la capacidad audible y son perceptibles una vez que la falla ya es funcional.



Fig.18: Ultrasonido (Fuente: Elaboración propia)

Entre los usos que se puede dar al ultrasonido son:

- Detección de fugas.
- Inspección mecánica de rodamientos, grupos reductores o comprobación de correcta alineación.
- Control de estado y funcionalidad de la lubricación.
- Detección de fallas en máquinas alternativas, detección de interferencias mecánicas, desajustes etc.
- Inspección de instalaciones eléctricas.

3.1.3.5. Pruebas eléctricas

El aislamiento de una maquina eléctrica es afectado por el tiempo y por ende a sufrir desperfectos. El envejecimiento se puede deber a varios factores entre ellos esfuerzos térmicos, dinámicos, mecánicos y ambientales. Afectando el aislamiento y generando cortocircuitos.

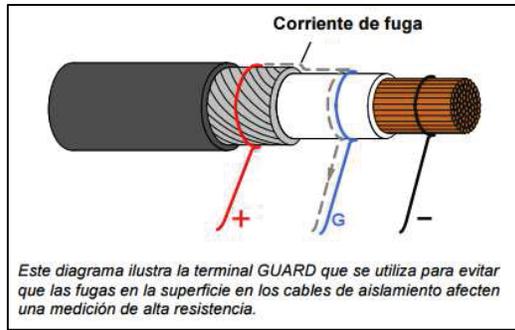


Fig.19: Ejemplo de aplicación en media tensión (Fuente: Elaboración propia)

Las pruebas consisten en simular voltajes similares a los que el equipo recibe en su régimen operativo normal. Se debe medir aislamiento a tierra, entre fases, entre bobinados de la misma fase o diferentes fases.

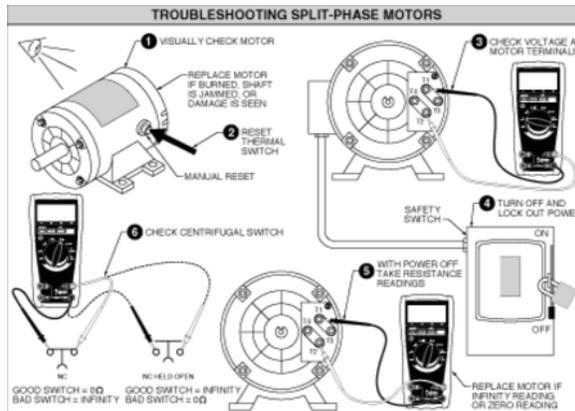


Fig.20: Aplicación en motor eléctrico (Fuente: Elaboración propia)

3.1.4. Comparación de técnicas de monitoreo de condición

Las distintas técnicas con sus ventajas y desventajas pueden en conjunto permitir un monitoreo confiable del estado de los equipos entregando información confiable para la toma de decisiones. El resultado de un sistema integrado de mantenimiento por condición utilizando

correctamente la metodología podrá ayudar a pronosticar la compra de repuestos, programación de paradas de planta y overhaul, además de una visión clara del ciclo de vida del equipamiento.

En la figura 30 se aprecia el nivel de antelación en la que cada una de las técnicas ya descrita puede detectar una falla potencial y cuánto tiempo puede dar de reacción antes de que se vuelva una falla funcional.

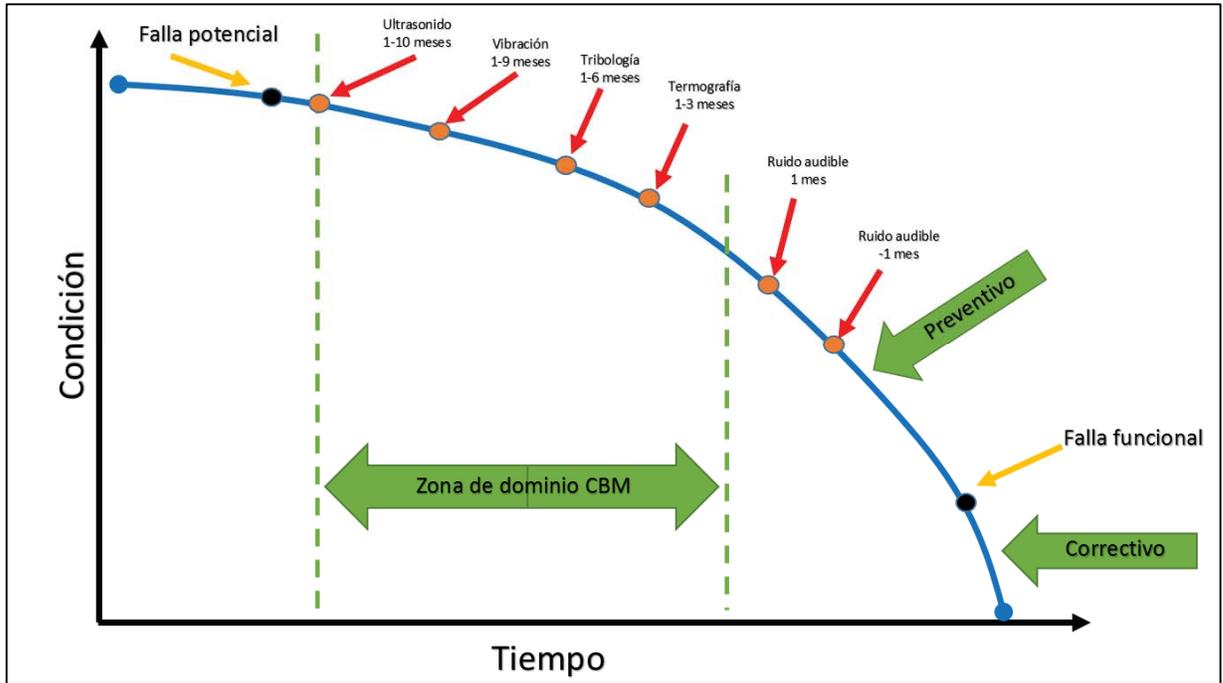


Fig.21: Comparativa de técnicas de monitoreo de condición (Fuente: Elaboración propia)

4. ANÁLISIS DEL MANTENIMIENTO ACTUAL

4.1. Organización del mantenimiento

El mantenimiento del terminal está a cargo de la Superintendencia de Mantenimiento dependiente de la Gerencia de Planta y la cual está subdividida en las siguientes áreas:

- Mantenimiento Mecánico
- Mantenimiento Eléctrico e Instrumentación
- Mantenimiento de Sistemas de Control y Seguridad

Se cuenta con una planta de mantenedores para las distintas áreas y un subcontrato de mantenimiento general externo como apoyo a las actividades de mantenimiento rutinarias y no rutinarias.

Además se encuentran subcontratados el mantenimiento de las siguientes áreas:

- Detección Fuego y Gas
- Red contra incendio
- Pintura
- Aire acondicionado
- UPS
- Andamios
- Aislación
- Submarinismo
- Plagas

La planificación del mantenimiento está a cargo del Líder de Planificación el cual depende administrativamente de la Superintendencia Técnica pero funcionalmente de la Superintendencia de Mantenimiento.

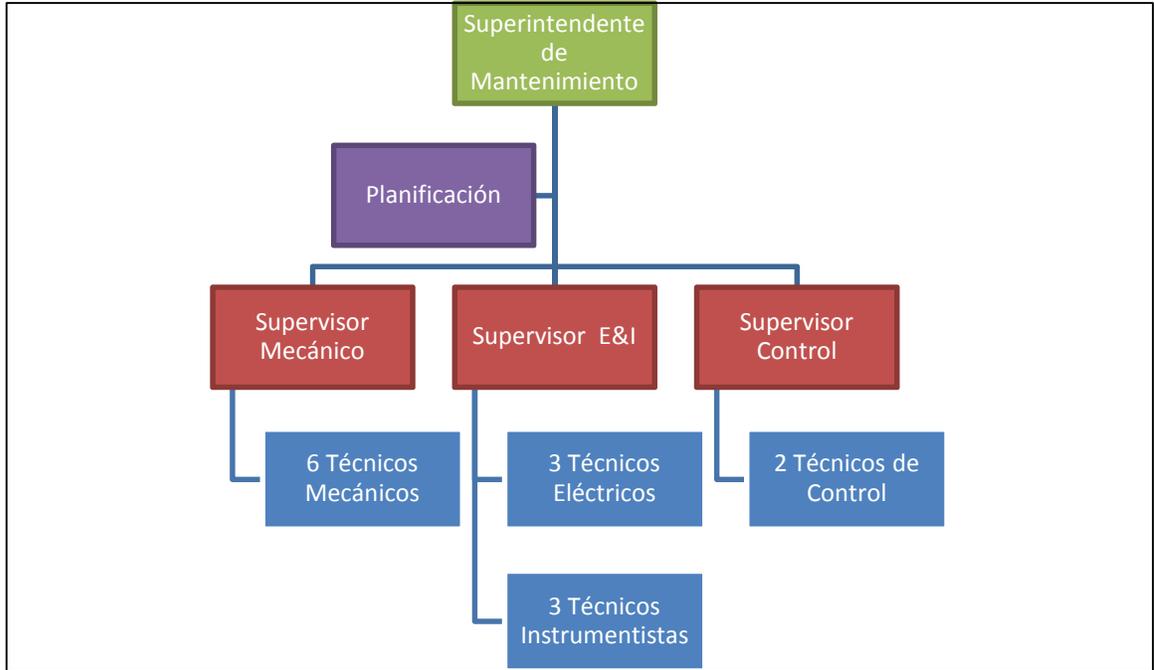


Fig.22: Organigrama mantenimiento GNL Quintero (Fuente: Elaboración propia)

4.2. Programación del mantenimiento

El mantenimiento se gestiona desde SAP donde a través de planes de mantenimiento se generan las ordenes de trabajo preventivas y mediante avisos de mantenimiento las ordenes correctivas.

Semanalmente se planifican las actividades que se deberán realizar preventivamente y además se analizan e incluyen las órdenes de trabajo correctivas que se han generado en la semana. Este plan semanal se consolida en un archivo donde se indica actividad impacto y día de ejecución. Posteriormente se difunde por todas las áreas involucradas.

Por otro lado las actividades no rutinarias tienen un tratamiento especial ya que involucran gran cantidad de recursos y generalmente requieren la asistencia de un vendedor. Dentro de estas actividades se puede encontrar: campañas de calibración de válvulas de seguridad, overhaul de equipos mayores o paradas de planta entre otras.

4.2.1. Planes de mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo que corre actualmente en el sistema SAP está organizado de tal forma que los equipos tienen un tratamiento:

- Mensual
- Trimestral
- Semestral
- Anual
- 2 años
- 5 años

Además pueden ser generados planes de mantenimiento con tratamiento en intervalos de tiempo personalizados (Ej: cada 2 días cada, 3 semanas etc.).

Actualmente en el sistema se ejecutan alrededor de 150 planes de mantenimiento e inspección los cuales están adjuntos en el **Anexo 1**. Sin embargo se abordarán sólo los planes de equipos críticos de producción.

En la figura 32 se muestra un extracto del plan de mantenimiento de los brazos de descarga por especialidad y frecuencia de tiempo. En él se indican cada una de las actividades que se han pre establecido para el equipo.

<i>Equipo</i>	<i>Gama</i>	<i>Ejecutante</i>	<i>Actividad</i>
<i>Brazos</i>	MENSUAL	Mecánico	Inspeccionar sistema de desconexión PERC
<i>Brazos</i>	MENSUAL	Mecánico	Inspeccionar Dispositivo de seguridad
<i>Brazos</i>	MENSUAL	Mecánico	Inspeccionar junta aislación eléctrica
<i>Brazos</i>	MENSUAL	Mecánico	Inspeccionar líneas y conexiones hidráulicas por fuga
<i>Brazos</i>	MENSUAL	Mecánico	Inspeccionar estado de escalera

<i>Brazos</i>	MENSUAL	Mecánico	Inspeccionar estado de arnés de seguridad
<i>Brazos</i>	MENSUAL	Mecánico	Inspeccionar mordaza ,pernos, cilindro, tuerca, seguros de sistema PERC
<i>Brazos</i>	MENSUAL	Mecánico	Inspeccionar fugas hidráulicas por cilindros
<i>Brazos</i>	MENSUAL	Mecánico	Verificar presión de purga de nitrógeno de juntas giratorias (0,2 a 0,4 bar)
<i>Brazos</i>	MENSUAL	Mecánico	Limpiar y lubricar pata de apoyo de cada brazo de descarga
<i>Brazos</i>	MENSUAL	Mecánico	Verificar indicación de filtro de aceite

Tabla 11: Plan de mantenimiento brazo de descarga (Fuente: Elaboración propia)

En el **Anexo 2** se adjuntan el resto de los planes de mantenimiento actuales de los equipos críticos de producción los cuales fueron mencionados en el capítulo 1.

Dentro de cada plan de mantenimiento existen tantas posiciones como puestos de trabajo requieran intervenir el equipo. De esta forma una vez que se tenga que ejecutar por ejemplo el mantenimiento anual de un equipo se generarán las OT para todas las especialidades que el sistema tenga registrado en ese plan de mantenimiento.

El detalle de las actividades que componen cada plan de mantenimiento incluye acciones preventivas, pruebas funcionales e inspecciones.

En las figuras 33 y 34 se puede apreciar el plan de mantenimiento del vaporizador de combustión sumergida para el área mecánica, el cual cuenta con actividades mensuales, semestrales y anuales. Además se muestra la cantidad de personal involucrado en la tarea y la duración de cada una. Dentro de cada operación se pueden visualizar el paso a paso que debe llevar el técnico para realizar el mantenimiento.

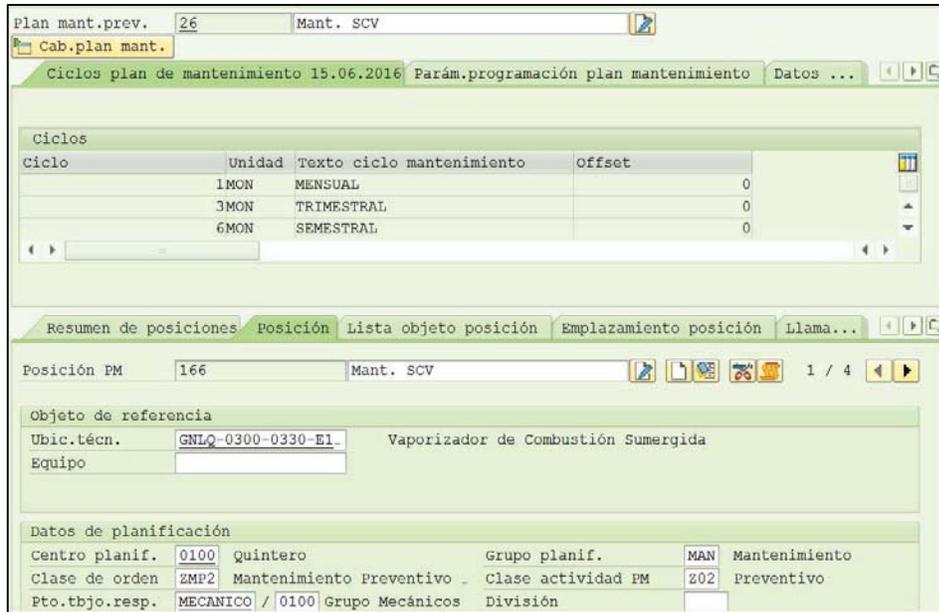


Fig.23 Plan de Mantenimiento cargado en PM SAP (Fuente: Elaboración propia)

The screenshot shows the SAP PM Route Sheet (Modificar instrucción: resumen operaciones) interface. The main window displays the 'Resumen general operación' (General operation summary) table with the following data:

Op.	Sop	PstoTbjo	Ce.	Ctrl	Descripción operación	T. Trabajo	Un. N°	Dur.	Un. C %
0010	MECANICO	0100	PM01	Mecánico	GNL Mensual	2	H 2	8	H 2 100
0020	MECANICO	0100	PM01	Mecánico	GNL Semestral	3	H 2	16	H 2 100
0030	MECANICO	0100	PM01	Mecánico	GNL Anual	4	H 2	64	H 2 100
0040	EX_MI03	0100	PM01	Apoyo MIES	Supervisor	1	H 2	12	H 2 100
0050	EX_MIES	0100	PM01	Apoyo MIES	Mensual	2	H 2	8	H 2 100
0060	EX_MIES	0100	PM01	Apoyo MIES	Semestral	3	H 2	32	H 2 100
0070	EX_MIES	0100	PM01	Apoyo MIES	Anual	4	H 2	64	H 2 100

Fig.24 Hoja de Ruta cargada en PM SAP (Fuente: Elaboración propia)

4.2.2. Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo se reporta mediante avisos generados por operaciones. Estos avisos dan una descripción general de la falla, indican el equipo afectado y la prioridad que tiene la reparación para operaciones.

La prioridad se define bajo los siguientes claves:

- **Emergencia:** representan averías que afectan directamente la producción y/o la seguridad. Debe tener tratamiento en las 24 horas siguientes.
- **Urgente:** representa averías que afectan equipos de producción y/o seguridad pero que cuentan con unidad back up por lo que no afectan el cumplimiento de emisión ni ponen en peligro la integridad de las personas o los activos. Requiere tratamiento en los siguientes 7 días.
- **Normal:** averías que no representan riesgo para la producción y/o seguridad y pueden ser programables durante los siguientes 30 días.

Ese aviso generará una OT que se incluirá en el plan semanal de actividades o de tratarse de una emergencia se le dará tratamiento inmediato.

4.3. Gestión del Mantenimiento

Con el fin de dar seguimiento a la efectividad y cumplimiento el mantenimiento se controla mediante KPI que son datos o valores cuantificables obtenidos de la operación y mantenimiento de la planta y que son utilizados para medir la gestión de las distintas áreas de estos KPI se emplean para la priorización de actividades de mantenimiento. En inglés “Key Performance Indicators” (KPI).

- a) **Confiability de Planta:** Porcentaje de horas en que los equipos principales estuvieron en condición operativa menos la sumatoria de las horas en que estos equipos no estuvieron en condición operativa, ya sea por mantenimiento correctivo, espera de repuestos o falla del equipo, dividido por las horas del período. A cada equipo se le aplica un factor que depende de la criticidad operativa del mismo.
- b) **Mantenimiento correctivo sobre el total del mantenimiento:** Es la cantidad de órdenes de trabajo correctivas realizadas dividido por la cantidad de mantenimientos totales realizados en el período.

- c) **Número de OTs de ECS sin ejecución:** Es el número de órdenes de trabajo referidas a los elementos críticos de seguridad (ECS) sin ejecución durante el período.
- d) **Total de OTs sin ejecución:** Es el número de órdenes de trabajo que no fueron ejecutadas durante

4.4. Actividades de mantenimiento actuales

Equipo	Tipo de mantenimiento			
	Preventivo	Correctivo	Predictivo	Overhaul
Brazos de descarga	El mantenimiento preventivo de los brazos de descarga se realiza con personal propio bajo las directrices del Anexo 2.	El mantenimiento correctivo de los brazos de descarga se concentra principalmente reparaciones de fugas en juntas giratorias, fuga en juntas de PERC y fallas en el sistema hidráulico. Sin embargo la única falla que han generado una indisponibilidad de los equipos por un periodo largo de tiempo ha sido la deformación de placas contrapeso producto de sismos.	Actualmente no se realiza mantenimiento predictivo en el equipo.	No se han registrado mantenimientos mayores en los brazos de descarga pero si se han implementado mejoras en el sistema de contrapesos y de bloqueo del brazo en reposo. Todos estos trabajos han sido con asistencia del vendor de los equipos.
Estanques de GNL	No existe un plan de mantenimiento preventivo de los estanques, sin embargo se cuenta con un estudio RBI basado en API 580 y API 581 que recomienda chequeos estructurales a los 15 años. Además se realiza una medición topográfica del activo para determinar cualquier desviación en verticalidad y horizontalidad.	Los mantenimientos correctivos de los estanques se acotan a fugas en bellows que son juntas de expansión para dar flexibilidad térmica a los fosos de las bombas de baja presión. Para corregir el tema se instalaron bellows de mayor tamaño los cuales fueron soldados y son inspeccionados regularmente para evitar nuevas fugas.	Actualmente no se realiza mantenimiento predictivo en el equipo.	No se han realizado mantenimientos mayores en estanques de GNL.

Bombas de baja presión	El mantenimiento preventivo de las bombas de baja presión se realiza con personal propio bajo las directrices del Anexo 2.	Los mantenimientos correctivos de las bombas de baja presión se limitan a fallas en sensores de vibración, instrumentación de flujo, instrumentación de presión y válvulas de flujo mínimo con una tasa de falla de 12 al año por conjunto de bombas.	Actualmente no se realiza mantenimiento predictivo en el equipo.	Se realiza overhaul de las bombas cada 8000 horas el cual es asistido por vendor del equipo donde se realiza control de piezas y cambio según tolerancias indicadas por fabricante.
Bombas de alta presión	El mantenimiento preventivo de las bombas de alta presión se realiza con personal propio bajo las directrices del Anexo 2.	Los mantenimientos correctivos de las bombas de alta presión se limitan a fallas en sensores de vibración, instrumentación de flujo, válvulas de seguridad y válvulas de flujo mínimo con una tasa de falla de 12 al año por conjunto de bombas.	Actualmente no se realiza mantenimiento predictivo en el equipo.	Se realiza overhaul de las bombas cada 8000 horas el cual es asistido por vendor del equipo donde se realiza control de piezas y cambio según tolerancias indicadas por fabricante.
Vaporizador de panel abierto	El mantenimiento preventivo de vaporizadores de panel abierto se realiza con personal propio bajo las directrices del Anexo 2.	Los mantenimientos correctivos de los vaporizadores de panel abierto se limitan a problemas en la indicación de flujo de GNL, Agua y limpieza de paneles por vida marina.	Actualmente no se realiza mantenimiento predictivo en el equipo.	No se realiza overhaul del equipo pero se realiza un recoating del recubrimiento de los paneles cada 10 años.
Vaporizador de combustión sumergida	El mantenimiento preventivo vaporizador de combustión sumergida se realiza con personal propio bajo las directrices del Anexo 2.	Los mantenimientos correctivos vaporizador de combustión sumergida se limitan a problemas en la indicación de flujo de GNL, ignición, suministro de gas combustible y falla en válvulas de seguridad.	Actualmente no se realiza mantenimiento predictivo en el equipo.	Se realiza un mantenimiento mayor anualmente asistido por el vendor del equipo. En este mantenimiento se realiza una inspección interna del baño de agua y ajuste la de relación aire combustible.

Compresores de BOG	El mantenimiento preventivo de los compresores de BOG se realiza con personal propio bajo las directrices del Anexo 2.	Los mantenimientos correctivos de los compresores de BOG se limitan a activación de sensores de vibración y falla en válvulas automáticas.	Actualmente no se realiza mantenimiento predictivo en el equipo.	Se realiza un mantenimiento mayor cada 8000 horas asistido por el vendor del equipo. En este mantenimiento se realiza una inspección interna general del equipo y cambio de piezas de desgaste.
Bombas de agua de mar	El mantenimiento preventivo de las bombas de agua de mar se realiza con personal propio bajo las directrices del Anexo 2.	Los mantenimientos correctivos de las bombas de agua de mar se limitan a fallas en instrumentos de flujo.	Actualmente no se realiza mantenimiento predictivo en el equipo.	Los mantenimientos correctivos de las bombas de agua de mar se limitan a fallas en instrumentos de flujo.
Recondensador	Debido a que el recondensador es un equipo libre de mantenimiento se realiza únicamente una prueba trimestral	Los mantenimientos correctivos del recondensador se limita a fallas en válvulas automáticas e instrumentación	Actualmente no se realiza mantenimiento predictivo en el equipo.	No se han realizado mantenimientos mayores en el equipo.

Tabla 12: Análisis de tipos de mantenimiento por equipo (Fuente: Elaboración propia)

5. PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO A CONDICIÓN

El proceso de implementación de la filosofía de mantenimiento centrado en condición tiene una serie de etapas, como referencia se utilizará lo que recomienda ISO 17359. En la figura 36 se puede apreciar un esquema resumen de lo que recomienda la norma. El diagrama original se encuentra en el Anexo 6.

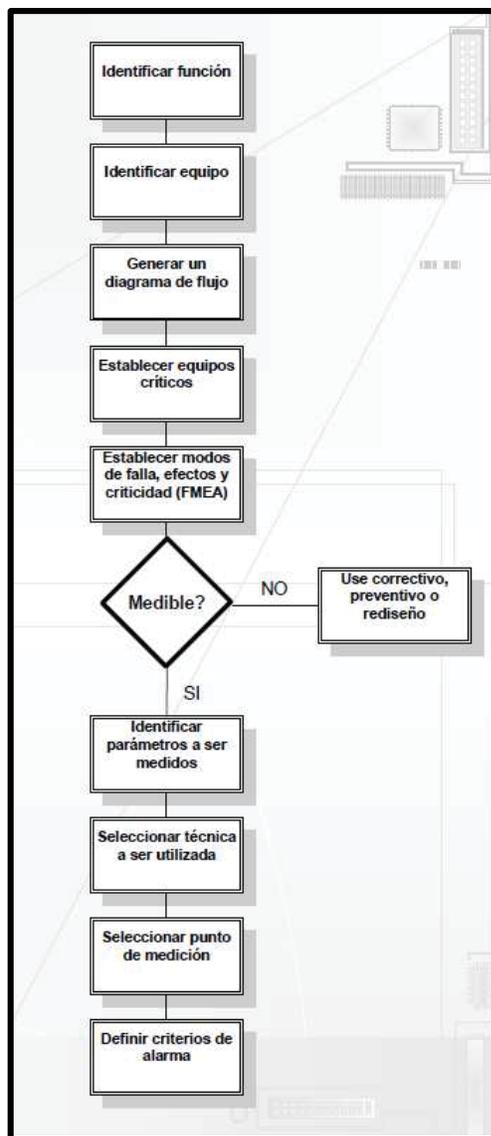


Fig.25: Diagrama de flujo del CBM simplificado (Fuente: Elaboración propia)

Las primeras cuatro etapas referentes a identificación de equipos, procesos, criticidad e historial de falla fueron desarrolladas en el capítulo 1. Los equipos críticos definidos fueron los siguientes:

- Brazos
- Estanques de GNL

- Bombas de baja presión
- Bombas de alta presión
- Vaporizadores panel abierto
- Vaporizador combustión sumergida
- Compresores de BOG
- Bombas de agua de mar
- Recondensador

Ahora bien los modos de falla están descritos en el estudio de FMEA (Análisis de modo de falla y efecto). El FMEA es un método sistemático que permite identificar los problemas antes de que ocurran y puedan afectar los equipos y por ende los procesos. Parte de la base de identificación de las funciones y luego determinando fallas y los efectos de éstas.

En el caso de GNL Quintero se realizó un análisis de FMEA enmarcado en un estudio de RAMOS (Reliability, availability, maintainability, operability study/Estudio de fiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y operabilidad). El estudio busco obtener valores de confiabilidad y disponibilidad para cada uno de los escalones de producción.

En el análisis de FMEA participó trabajadores de nivel Gerente, superintendente, supervisor y técnicos de las siguientes áreas:

- Operaciones
- Mantenimiento mecánico, eléctrico, instrumentación y control
- Planificación
- Ingeniería de proceso
- Integridad
- Marítima
- Proyecto

En el **Anexo 4** se encuentra el detalle de FMEA realizado para GNL Quintero y en el **Anexo 5** un resumen de la fiabilidad de planta.

Ahora bien si usamos como referencia el FMEA de los brazos de descarga obtenemos que se produce 53 fallas al año por los 5 brazos lo que genera un MTTF (tiempo medio entre fallos

consecutivos, se calcula dividiendo el tiempo observado acumulada por el número total de errores) de 0,09 años.

Equipo	Modo de falla / Causa	Frecuencia de falla	Tiempo de reparación de falla	Efecto
Brazo 101 A/B/C, 102 y 103	Falla de brazo	54 eventos al año por los 5 brazos	1 a 5 días	Retraso descarga

Tabla 13: Ejemplo de Anexo 4 (Fuente: Elaboración propia)

En la figura 38 se presenta la fórmula de cálculo del MTTF

$$MTTF = \frac{\text{Tiempo observado de falla}}{\text{Número de eventos}}$$

Fig.38: Cálculo de MTTF

Equipment	Tag No.	Arrangement (15 MMm ³ /d)	Failure Mode Description	FMEA Workshop - 2011		
				MTTF (years)	MTTR (hours)	
					Min	Max
LNG Unloading Arm	100-L-101A/B/C		Arm Failure	0.09	72	168

Tabla 14: Cálculo de MTTF para un brazo de descarga (Fuente: RAMOS)

Siguiendo el diagrama de flujo del proceso de implementación, se debe definir si el modo de falla identificado en el equipo puede ser medido, de ser así se debe seleccionar una de las técnicas de monitoreo de condición que satisfaga la oportuna detección de la falla y darle un intervalo de inspección basado en el MTTF (tiempo medio entre fallos consecutivos, se calcula dividiendo el tiempo observado acumulada por el número total de errores).

5.1. Actividades propuestas

Teniendo ya definidos los MTTF y los modos de falla de cada equipo crítico de producción es que debe recomendarse una técnica predictiva para cada modo de falla usando como referencia el diagrama de flujo del CBM. Es decir definiendo si es ese modo de falla es medible con alguna técnica de monitoreo de condición y de no ser así proponiendo alguna labor anexa como preventivo, correctivo o rediseño.

A continuación se presentan una serie de planillas donde se listan los equipos, sus modos de falla, MTTF de la falla y de ser medible por técnicas predictivas se propone la técnica y su frecuencia de medición.

Como ejemplo se usó el caso de los brazos de descarga los cuales presentan los siguientes modos de falla:

- Falla brazo (Fuga hidrocarburo, fuga aceite, fallas sistema hidráulico, deflexión).
- Falla válvula XZV
- Falla motor eléctrico
- Falla sistema de control

Para cada uno de estos modos de falla se propuso técnicas a utilizar según lo propuesto por la figura 40. En el caso de los modos de falla del brazo de descarga en la figura 40 se proponen las técnicas a utilizar según la característica del modo de falla:

Modo de falla	Técnica a utilizar	Justificación
<i>Fuga hidrocarburo</i>	Ultrasonido	Se recomienda detección de fuga con ultrasonido para poder localizar micro fugas que puedan en el tiempo convertirse en una falla funcional
<i>Fuga de aceite</i>	Ultrasonido	Se recomienda detección de fuga con ultrasonido para poder localizar micro fugas que puedan en el tiempo convertirse en una falla funcional
<i>Falla sistema hidráulico</i>	Análisis de aceite	Se recomienda análisis de aceite para detectar presencia de partículas que

		pueden ser síntomas de una falla incipiente del sistema
<i>Deflexión</i>	Rediseño	Debido a la geometría del brazo de descarga se recomienda un diseño que permita un comportamiento apropiado ante sismos y movimientos del brazo.
<i>Falla XZV</i>	Mantenimiento preventivo	Ya que el modo de falla es de difícil detección mediante una técnica predictiva se recomienda realizar pruebas funcionales para verificar correcto funcionamiento de las válvulas.
<i>Falla sistema de control</i>	Rediseño	Ya que el modo de falla es de difícil detección mediante una técnica predictiva se recomienda realizar un rediseño llevando el control del sistema de un PLC a sistema de control de planta.

Tabla 15: Ejemplo desarrollo para un brazo de descarga (Fuente: Elaboración propia)

La frecuencia de inspección se define según el MTTF de previamente definido. Es la frecuencia de inspección debe ser menor al MTTF definido para el modo de falla.

Para entregar un ejemplo de aplicación en los brazos de descarga se propone en la figura 41 una serie de frecuencias de inspección.

<i>Técnica a utilizar</i>	Frecuencia	Justificación
<i>Ultrasonido</i>	Semestral	Tomando en cuenta el MTTF (0,09 años para los 5 brazos) definido para el modo de falla y que en la figura 30 se define que el dominio que ultrasonido es de hasta 10 meses es que se recomienda una frecuencia semestral.
<i>Ultrasonido</i>	Semestral	Tomando en cuenta el MTTF (0,09 años para los 5 brazos) definido para el modo de falla y que en la figura 30 se define que el dominio que ultrasonido es de hasta 10 meses es que se recomienda una frecuencia semestral.
<i>Análisis de aceite</i>	Trimestral	Tomando en cuenta el MTTF (0,09 años para los 5 brazos) definido para el modo de falla y que en la figura 30 se define que el dominio que ultrasonido es de hasta 6 meses es que se recomienda una frecuencia trimestral.

Tabla 16: Ejemplo desarrollo para un brazo de descarga (Fuente: Elaboración propia)

En algunos casos la frecuencia no tiene una relación directa con el MTTF definido, en estos casos se muestra una justificación en la columna observaciones.

5.1.1. Brazos de descarga

Se presentan un resumen de ejemplo en un brazo de descarga. Donde se exponen las técnicas propuestas y su frecuencia de inspección.

TAG	EQUIPO	MODO DE FALLA	MTTF (AÑOS)	¿MEDIBLE CON TÉCNICAS CBM?	TÉCNICA A UTILIZAR	FRECUENCIA DE INSPECCIÓN	OBSERVACIONES
100-L-101A	Brazo Líquido	Falla brazo	0,09	SI	Ultrasonido Análisis de aceite *Rediseño	Semestral Trimestral (Aceite)	Si bien la tasa de falla es alta, se recomienda un rediseño debido a que muchas representan fallas en contrapesos. Además se recomienda ultrasonido en cilindros hidráulicos y análisis de aceite.
100-L-101A	Brazo Líquido	Falla válvula XZV	0,5	NO	Mantenimiento preventivo	Trimestral	Se recomienda prueba trimestral de válvula para identificar fallas en solenoides y programar reemplazo
100-L-101B	Brazo Líquido	Falla brazo	0,09	SI	Ultrasonido Análisis de aceite *Rediseño	Semestral Trimestral (Aceite)	Si bien la tasa de falla es alta, se recomienda un rediseño debido a que muchas representan fallas en contrapesos. Además se recomienda ultrasonido en cilindros hidráulicos y análisis de aceite.
100-L-101B	Brazo Líquido	Falla válvula XZV	0,5	NO	Mantenimiento preventivo	Trimestral	Se recomienda prueba trimestral de válvula para identificar fallas en solenoides y programar reemplazo
100-L-101C	Brazo Líquido	Falla brazo	0,09	SI	Ultrasonido Análisis de aceite *Rediseño	Semestral Trimestral (Aceite)	Si bien la tasa de falla es alta, se recomienda un rediseño debido a que muchas representan fallas en

							contrapesos. Además se recomienda ultrasonido en cilindros hidráulicos y análisis de aceite.
100-L-101C	Brazo Líquido	Falla válvula XZV	0,5	NO	Mantenimiento preventivo	Trimestral	Se recomienda prueba trimestral de válvula para identificar fallas en solenoides y programar reemplazo
100-L-102	Brazo Híbrido	Falla brazo	0,09	SI	Ultrasonido Análisis de aceite *Rediseño	Semestral Trimestral (Aceite)	Si bien la tasa de falla es alta, se recomienda un rediseño debido a que muchas representan fallas en contrapesos. Además se recomienda ultrasonido en cilindros hidráulicos y análisis de aceite.
100-L-102	Brazo Híbrido	Falla válvula XZV	0,5	NO	Mantenimiento preventivo	Trimestral	Se recomienda prueba trimestral de válvula para identificar fallas en solenoides y programar reemplazo
100-L-103	Brazo Vapor	Falla brazo	0,09	SI	Ultrasonido Análisis de aceite *Rediseño	Semestral Trimestral (Aceite)	Si bien la tasa de falla es alta, se recomienda un rediseño debido a que muchas representan fallas en contrapesos. Además se recomienda ultrasonido en cilindros hidráulicos y análisis de aceite.
100-L-103	Brazo Vapor	Falla válvula XZV	0,5	NO	Mantenimiento preventivo	Trimestral	Se recomienda prueba trimestral de válvula para identificar fallas en solenoides y programar reemplazo
100-L-101A	Brazo Líquido	Falla sistema eléctrico	2,5	SI	Análisis de vibración motores eléctricos Pruebas eléctricas	Anual	Se recomienda pruebas de componentes eléctricos y análisis de vibraciones en motores
100-L-101B	Brazo Líquido	Falla sistema eléctrico	2,5	SI	Análisis de vibración motores eléctricos	Anual	Se recomienda pruebas de componentes eléctricos y análisis de

					Pruebas eléctricas		vibraciones en motores
100-L-101C	Brazo Líquido	Falla sistema eléctrico	2,5	SI	Análisis de vibración motores eléctricos Pruebas eléctricas	Anual	Se recomienda pruebas de componentes eléctricos y análisis de vibraciones en motores
100-L-102	Brazo Híbrido	Falla sistema eléctrico	2,5	SI	Análisis de vibración motores eléctricos Pruebas eléctricas	Anual	Se recomienda pruebas de componentes eléctricos y análisis de vibraciones en motores
100-L-103	Brazo Vapor	Falla sistema eléctrico	2,5	SI	Análisis de vibración motores eléctricos Pruebas eléctricas	Anual	Se recomienda pruebas de componentes eléctricos y análisis de vibraciones en motores
100-L-101A	Brazo Líquido	Falla sistema de control	3	NO	Rediseño	N/A	Se recomienda evaluar el llevar PLC de equipo a DCS
100-L-101B	Brazo Líquido	Falla sistema de control	3	NO	Rediseño	N/A	Se recomienda evaluar el llevar PLC de equipo a DCS
100-L-101C	Brazo Líquido	Falla sistema de control	3	NO	Rediseño	N/A	Se recomienda evaluar el llevar PLC de equipo a DCS
100-L-102	Brazo Híbrido	Falla sistema de control	3	NO	Rediseño	N/A	Se recomienda evaluar el llevar PLC de equipo a DCS
100-L-103	Brazo Vapor	Falla sistema de control	3	NO	Rediseño	N/A	Se recomienda evaluar el llevar PLC de equipo a DCS
100-L-101 A/B/C	Brazo Líquido	Falla sistema eléctrico	2,5	SI	Termografía	Anual	Se recomienda termografías en sistemas eléctricos
100-L-101 A/B/C	Brazo Líquido	Falla sistema eléctrico	2,5	SI	Termografía	Anual	Se recomienda termografías en motores eléctricos
100-L-102	Brazo Híbrido	Falla sistema eléctrico	2,5	SI	Termografía	Anual	Se recomienda termografías en sistemas eléctricos
100-L-102	Brazo Híbrido	Falla sistema eléctrico	2,5	SI	Termografía	Anual	Se recomienda termografías en motores eléctricos
100-L-103	Brazo Vapor	Falla sistema eléctrico	2,5	SI	Termografía	Anual	Se recomienda termografías en motores eléctricos
100-L-103	Brazo Vapor	Falla sistema eléctrico	2,5	SI	Termografía	Anual	Se recomienda termografías en sistemas eléctricos

Tabla 17: Tabla de decisiones brazos de descarga (Fuente: Elaboración propia)

5.1.2. Tanques de GNL

TAG	EQUIPO	MODO DE FALLA	MTTF (AÑOS)	¿MEDIBLE CON TÉCNICAS CBM?	TÉCNICA A UTILIZAR	FRECUENCIA DE INSPECCIÓN	OBSERVACIONES
200-T-101	Tanque GNL	Perdida aislación (perlita)	30	SI	Termografía	10 años	N/A
200-T-101	Tanque GNL	Fuga de GNL tope del tanque	100	NO	N/A	N/A	N/A
200-T-101	Tanque GNL	Falla del control de alto nivel (2 de 3)	20	NO	Mantenimiento preventivo	Anual	Se realiza mantenimiento anual de los equipos con asistencia de vendor
200-T-101	Tanque GNL	Falla del control de bajo nivel (2 de 3)	20	NO	Mantenimiento preventivo	Anual	Se realiza mantenimiento anual de los equipos con asistencia de vendor
200-T-201	Tanque GNL	Perdida aislación (perlita)	30	SI	Termografía	10 años	N/A
200-T-201	Tanque GNL	Fuga de GNL tope del tanque	100	NO	Rediseño	N/A	Se recomienda elaborar plan de inspecciones RBI
200-T-201	Tanque GNL	Falla del control de alto nivel (2 de 3)	20	NO	Mantenimiento preventivo	Anual	Se realiza mantenimiento anual de los equipos con asistencia de vendor
200-T-201	Tanque GNL	Falla del control de bajo nivel (2 de 3)	20	NO	Mantenimiento preventivo	Anual	Se realiza mantenimiento anual de los equipos con asistencia de vendor
200-T-301	Tanque GNL	Fuga de GNL tope del tanque	100	NO	N/A	N/A	N/A

Tabla 18: Tabla de decisiones estanques de GNL (Fuente: Elaboración propia)

5.1.3. Bombas de baja presión

TAG	EQUIPO	MODO DE FALLA	MTTF (AÑOS)	¿MEDIBLE CON TÉCNICAS CBM?	TÉCNICA A UTILIZAR	FRECUENCIA DE INSPECCIÓN	OBSERVACIONES
200-P-101 A/B/C	Bomba baja presión	Reparación corta	3	NO	Mantenimiento preventivo	Trimestral	Reparación corta se refiere a fallas en instrumentación de nitrógeno y falla en instrumentación y válvula de flujo mínimo
200-P-101 A/B/C	Bomba baja presión	Reparación larga	30	SI	Análisis de Vibraciones	Mensual	Reparación larga se refiere a fallas en alguna de las etapas de la bomba, se recomienda seguimiento de las vibraciones del equipo.
200-P-101 A/B/C	Bomba baja presión	Falla cable eléctrico	3	SI	Pruebas eléctricas	Anual	Se recomienda pruebas de componentes eléctricos
200-P-101 A/B/C	Bomba baja presión	Falla motor	3	NO	N/A	N/A	Debido a ser bomba sumergida no es factible realizar pruebas en motores, se recomienda realizar pruebas durante overhaul del equipo.
200-P-201 A/B/C	Bomba baja presión	Reparación corta	3	NO	Mantenimiento preventivo	Trimestral	Reparación corta se refiere a fallas en instrumentación de nitrógeno y falla en instrumentación y válvula de flujo mínimo
200-P-201 A/B/C	Bomba baja presión	Reparación larga	30	SI	Análisis de Vibraciones	Mensual	Reparación larga se refiere a fallas en alguna de las etapas de la bomba, se recomienda seguimiento de las vibraciones del equipo.
200-P-201 A/B/C	Bomba baja presión	Falla cable eléctrico	3	SI	Pruebas eléctricas	Mensual	Se recomienda pruebas de componentes eléctricos
200-P-201 A/B/C	Bomba baja presión	Falla motor	3	NO	N/A	N/A	Debido a ser bomba sumergida no es factible realizar pruebas en motores, se recomienda realizar pruebas durante overhaul del equipo.
200-P-301 A/B	Bomba baja presión	Reparación corta	3	NO	Mantenimiento preventivo	Trimestral	Reparación corta se refiere a fallas en instrumentación de nitrógeno y falla en

							instrumentación y válvula de flujo mínimo
200-P-301 A/B	Bomba baja presión	Reparación larga	30	SI	Análisis de Vibraciones	Mensual	Reparación larga se refiere a fallas en alguna de las etapas de la bomba, se recomienda seguimiento de las vibraciones del equipo.
200-P-301 A/B	Bomba baja presión	Falla cable eléctrico	3	SI	Pruebas eléctricas	Mensual	Se recomienda pruebas de componentes eléctricos
200-P-301 A/B	Bomba baja presión	Falla motor	3	NO	N/A	N/A	Debido a ser bomba sumergida no es factible realizar pruebas en motores, se recomienda realizar pruebas durante overhaul del equipo.
200-P-301 A/B	Bomba baja presión	Falla cable eléctrico	3	SI	Termografía	Anual	Se recomienda termografía en equipamiento eléctrico

Tabla 19: Tabla de decisiones bombas de baja presión (Fuente: Elaboración propia)

5.1.4. Bombas de alta presión

TAG	EQUIPO	MODO DE FALLA	MTTF (AÑOS)	¿MEDIBLE CON TÉCNICAS CBM?	TÉCNICA A UTILIZAR	FRECUENCIA DE INSPECCIÓN	OBSERVACIONES
300-P-102 A/B/C/D/E	Bomba alta presión	Reparación corta	1	NO	Mantenimiento preventivo	Trimestral	Reparación corta se refiere a fallas en instrumentación de nitrógeno y falla en instrumentación y válvula de flujo mínimo
300-P-102 A/B/C/D/E	Bomba alta presión	Reparación larga	5,28	SI	Análisis de Vibraciones	Mensual	Reparación larga se refiere a fallas en alguna de las etapas de la bomba, se recomienda seguimiento de las vibraciones del equipo.
300-P-102 A/B/C/D/E	Bomba alta presión	Fugas de GNL	5	NO	Monitoreo de fugas	Diaria	Debido a que pueden generarse fugas en uniones bridadas se recomienda inspección de fugas en "testigos" de la aislación criogénica.

300-P-102 A/B/C/D/E	Bomba alta presión	Reparación larga	5,28	SI	Termografía	Anual	Se recomienda termografía en equipamiento eléctrico
300-P-102 A/B/C/D/E	Bomba alta presión	Reparación larga	5,28	SI	Pruebas eléctricas	Anual	Se recomiendan pruebas eléctricas en equipamiento

Tabla 20: Tabla de decisiones bombas de alta presión (Fuente: Elaboración propia)

5.1.5. Vaporizadores de panel abierto

TAG	EQUIPO	MODO DE FALLA	MTTF (AÑOS)	¿MEDIBLE CON TÉCNICAS CBM?	TÉCNICA A UTILIZAR	FRECUENCIA DE INSPECCIÓN	OBSERVACIONES
300-E-102 A/B/C	Vaporizador de panel abierto	Reparación corta	0,5	NO	Mantenimiento preventivo	Mensual	Reparación se refiere a falla en la instrumentación y en válvulas de seguridad
300-E-102 A/B/C	Vaporizador de panel abierto	Reparación de ruptura cañería agua retorno	5	NO	Rediseño	N/A	Se sugiere rediseño por ser un evento que puede ocurrir en algunos escenarios operativos
300-E-102 A/B/C	Vaporizador de panel abierto	Reparación larga (recoating o fisura panel)	5	SI	Ultrasonido	Anual	Se recomienda realizar ultrasonido en panel
300-E-102 A/B/C	Vaporizador de panel abierto	Reparación larga (coating)	5	NO	Medición de espesores	Anual	Se recomienda medición de espesores de coating
300-E-102 A/B/C	Vaporizador de panel abierto	Reparación de ruptura cañería agua entrada	100	NO	Rediseño	N/A	Se sugiere rediseño por ser un evento que puede ocurrir en algunos escenarios operativos

Tabla 21: Tabla de decisiones vaporizador de panel abierto (Fuente: Elaboración propia)

5.1.6. Vaporizadores de combustión sumergida

TAG	Equipo	Modo de falla	MTTF (Años)	¿Medible con técnicas CBM?	Técnica a utilizar	Frecuencia de inspección	Observaciones
300-E-103	Vaporizador de combustión	Reparación corta	0,5	NO	Mantenimiento preventivo	Trimestral	Reparación corta se refiere a fallas en la instrumentación y válvulas de seguridad

	sumergida						
300-E-103	Vaporizador de combustión sumergida	Reparación corta Fallas eléctricas	0,5	NO	Termografía	Trimestral	Se recomienda termografía en paneles eléctricos, sistema de ignición
300-E-103	Vaporizador de combustión sumergida	Reparación larga	5	SI	Análisis de vibración motores eléctricos	Anual	Se recomienda análisis de vibración en motores eléctricos, soplador
300-E-103	Vaporizador de combustión sumergida	Reparación larga	5	SI	Termografía	Anual	Se recomienda análisis de vibración en motores eléctricos, soplador
300-E-103	Vaporizador de combustión sumergida	Reparación larga	5	SI	Análisis de aceite	Trimestral	Se recomienda análisis de aceite hidráulico del equipo

Tabla 22: Tabla de decisiones vaporizador de combustión sumergida (Fuente: Elaboración propia)

5.1.7. Compresores de BOG

TAG	Equipo	Modo de falla	MTTF (Años)	¿Medible con técnicas CBM?	Técnica a utilizar	Frecuencia de inspección	Observaciones
300-K-101 A/B	Compresores de BOG	Reparación corta sistema de enfriamiento y lubricación	1	SI	Termografía	Semestral	Se recomienda termografía en equipos rotatorios de los compresores
300-K-101 A/B	Compresores de BOG	Reparación corta sistema de enfriamiento y lubricación	1	SI	Análisis de Vibraciones	Semestral	Se recomienda análisis de vibraciones en equipos rotatorios de los compresores
300-K-101 A/B	Compresores de BOG	Reparación larga	4	SI	Pruebas eléctricas	Anual	Se recomienda pruebas en sistemas eléctricos del compresor
300-K-101 A/B	Compresores de BOG	Reparación larga	4	SI	Análisis de aceite	Trimestral	Se recomienda análisis de aceite hidráulico del equipo

300-K-101 A/B	Compresores de BOG	Reparación larga	4	SI	Termografía	Anual	Se recomienda termografías en sistemas eléctricos del compresor
300-K-101 A/B	Compresores de BOG	Reparación larga	4	SI	Ultrasonido	Anual	Se recomiendan ultrasonido en válvulas inter-etapas y rodamientos del motor principal
300-K-101 A/B	Compresores de BOG	Falla instrumentación (Vibración)	8	NO	Rediseño	NO	Se recomienda evaluar el cambio de tecnología por un sistema de monitoreo continuo

Tabla 23: Tabla de decisiones compresores de BOG (Fuente: Elaboración propia)

5.1.8. Bombas de agua de mar

TAG	Equipo	Modo de falla	MTTF (Años)	¿Medible con técnicas CBM?	Técnica a utilizar	Frecuencia de inspección	Observaciones
400-P-101 A/B/C/D	Bombas de agua de mar	Falla espuria	7,5	NO	Rediseño	N/A	Se recomienda evaluar el cambio de tecnología de la instrumentación de flujo
400-P-101 A/B/C/D	Bombas de agua de mar	Vibración	4	SI	Análisis de Vibraciones	Anual	Se recomienda un análisis de vibración específico al equipo
400-P-101 A/B/C/D	Bombas de agua de mar	Vibración	4	SI	Análisis de aceite	Trimestral	Se recomienda análisis de aceite lubricante del equipo
400-P-101 A/B/C/D	Bombas de agua de mar	Fallas motor	4	SI	Termografía	Anual	Se recomienda termografía del motor eléctrico
400-P-101 A/B/C/D	Bombas de agua de mar	Fallas eléctricas	4	SI	Termografía	Anual	Se recomienda termografía de conexiones eléctricas
400-P-101 A/B/C/D	Bombas de agua de mar	Reparación corta	1,5	SI	N/A	N/A	Como reparación corta se entiende falla en la instrumentación
400-P-101 A/B/C/D	Bombas de agua de mar	Falla de válvulas de reciclo	15	NO	N/A	N/A	N/A
400-P-101 A/B/C/D	Bombas de agua de mar	Fallas eléctricas	4	SI	Pruebas eléctricas	Anual	Se recomienda pruebas sistemas eléctricos
400-P-101	Bombas de agua de	Fallas eléctricas	4	SI	Ultrasonido	Anual	Se recomienda ultrasonido en rodamientos motor y caja de

A/B/C/D	mar	engranajes
---------	-----	------------

Tabla 24: Tabla de decisiones bombas de agua de mar (Fuente: Elaboración propia)

5.1.9. Recondensador

<i>TAG</i>	<i>Equipo</i>	<i>Modo de falla</i>	<i>MTTF (Años)</i>	<i>¿Medible con técnicas CBM?</i>	<i>Técnica a utilizar</i>	<i>Frecuencia de inspección</i>	<i>Observaciones</i>
300-V-101	Recondensador	Falla en instrumentación de nivel o presión	2	NO	Mantenimiento preventivo	Anual	Se recomienda plan de mantenimiento instrumentación
300-V-101	Recondensador	Pérdida de contención	20	NO	Rediseño	N/A	Se recomienda elaborar plan de inspecciones RBI

Tabla 25: Tabla de decisiones recondensador (Fuente: Elaboración propia)

5.2. Resumen

Teniendo ya la definición de técnicas sugeridas por modo de falla y equipo presenta un resumen en la figura 51 que muestra que técnica fue recomendada para cada equipo.

Equipo/Técnica de monitoreo	Pruebas eléctricas	Análisis de aceite	Vibraciones	Ultrasonido	Termografía
Bomba alta presión	X		X		X
Bomba baja presión	X		X		X
Bombas de agua de mar	X	X	X	X	X
Brazo Híbrido	X	X	X	X	X
Brazo Líquido	X	X	X	X	X
Brazo Vapor	X	X	X	X	X
Compresores de BOG	X	X	X	X	X
Tanque GNL					X
Vaporizador de combustión sumergida	X	X	X		X
Vaporizador de panel abierto				X	

Tabla 26: Técnicas a utilizar por equipos (Fuente: Elaboración propia)

Ahora tomando en cuenta el intervalo que se recomendó se presenta en la figura 52 un resumen de las actividades a realizar.

Equipo/Prueba	Mensual	Trimestral	Semestral	Anual	10 años
Análisis de aceite					
Bombas de agua de mar		x			
Brazo Híbrido		x			
Brazo Líquido		x			
Brazo Vapor		x			
Compresores de BOG		x			
Vaporizador de combustión sumergida		x			
Análisis de Vibraciones					
Bomba alta presión	x				
Bomba baja presión	x				
Bombas de agua de mar				x	
Brazo Híbrido				x	
Brazo Líquido				x	
Brazo Vapor				x	
Compresores de BOG			x		
Vaporizador de combustión sumergida				x	
Pruebas eléctricas					
Bomba alta presión				x	
Bomba baja presión				x	
Bombas de agua de mar				x	
Brazo Híbrido				x	
Brazo Líquido				x	
Brazo Vapor				x	
Compresores de BOG				x	
Termografía					

Bomba alta presión				x	
Bomba baja presión				x	
Bombas de agua de mar				x	
Brazo Híbrido				x	
Brazo Líquido				x	
Brazo Vapor				x	
Compresores de BOG			x	x	
Tanque GNL					x
Vaporizador de combustión sumergida				x	
Ultrasonido					
Bombas de agua de mar				x	
Brazo Híbrido			x		
Brazo Líquido			x		
Brazo Vapor			x		
Compresores de BOG				x	
Vaporizador de panel abierto				x	

Tabla 27: Intervalo de mediciones y pruebas por equipo (Fuente: Elaboración propia)

5.3. Criterios de evaluación y alarma

Siguiendo con el diagrama de flujo propuesto por ISO 17359 teniendo ya las inspecciones definidas y los intervalos propuestos se debe indicar los criterios, estándares de evaluación de cada tipo de inspección y su nivel de alarma.

5.3.1. Análisis de vibraciones

Para el análisis de vibraciones se define como parámetro de evaluación el estándar propuesto por ISO 10816-3 el cual se puede apreciar en la figura 53 donde existe una división de equipos según su potencia y tipo de acoplamiento.

<i>Equipo</i>	<i>Sub-equipo</i>	<i>Potencia</i>	<i>Voltaje</i>	<i>Acoplamiento</i>
<i>Bomba alta presión</i>	Motor principal	1300 kW	6600 V	Rígido directo
<i>Bomba baja presión</i>	Motor principal	400 kW	6600 V	Rígido directo
<i>Bombas de agua de mar</i>	Motor principal	1300 kW	6600 V	Rígido directo
<i>Brazo Híbrido, Líquidos, Vapor</i>	Bomba hidráulica A	7,5 kW	380 V	Rígido directo
<i>Brazo Híbrido, Líquidos, Vapor</i>	Bomba hidráulica B	7,5 kW	380 V	Rígido directo
<i>Compresor de BOG</i>	Motor principal	690 kW	6600 V	Rígido directo
<i>Compresor de BOG</i>	Bomba de pre-lubricación	1,5 kW	380 V	Rígido directo
<i>Compresor de BOG</i>	Fan enfriamiento A	3 kW	380 V	Rígido directo
<i>Compresor de BOG</i>	Fan enfriamiento B	3 kW	380 V	Rígido directo
<i>Compresor de BOG</i>	Bomba Glicol A	4 kW	380 V	Rígido directo
<i>Compresor de BOG</i>	Bomba Glicol B	4 kW	380 V	Rígido directo
<i>Vap. de comb. sumergida</i>	Fan ventilación	3 kW	380 V	Rígido directo
<i>Vap. de comb. sumergida</i>	Soplador	500 kW	6600 V	Rígido directo
<i>Vap. de comb. sumergida</i>	Agua enfriamiento	5,5 kW	380 V	Rígido directo

Tabla 28: Características técnicas de motores (Fuente: Elaboración propia)

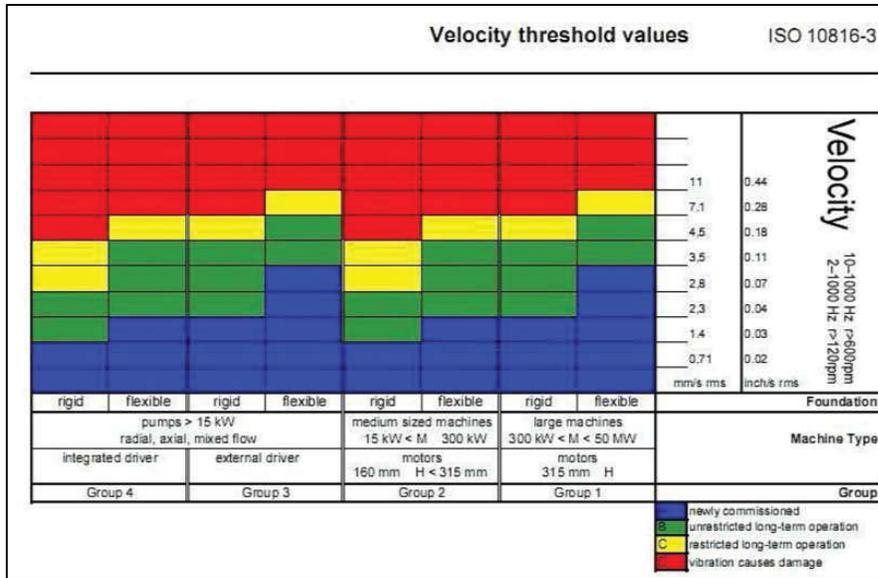


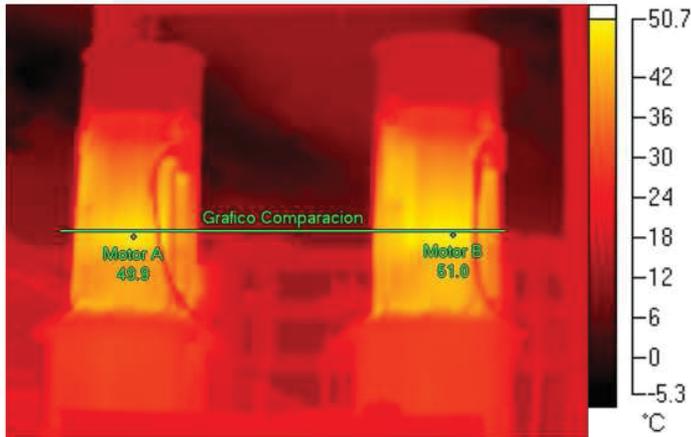
Fig.26: Criterio aceptación vibración (Fuente: ISO 10816)

5.3.2. Termografía

Para las aplicaciones requeridas se tomará en cuenta el estándar propuesto por ISO 18434-1:2008 sobre inspecciones termográficas. Debido a no contar con historial ni directrices específicas del fabricante se utilizará la técnica comparativa aceptada por la norma, que consiste en realizar una medición previa de referencia y en los casos que sea posible, comparar el resultado de dos equipos idénticos que se encuentren en servicio.

En la figura 55 se puede apreciar un ejemplo de medición termográfica de dos bombas de agua de mar. Se puede apreciar una diferencia de temperatura en niveles aceptables.

Motores Bombas Agua de Mar.



Visible Light Image

IR000699.IS2

4/5/2016 12:17:01 PM

Se puede visualizar una diferencia de temperatura de 1 grado entre los dos motores.
Los dos motores tienen el mismo tiempo de funcionamiento y la misma cantidad de carga.

Datos:

Motor A: I=123 A P=1.165 kW

Motor B: I=122 A P=1.165 kW

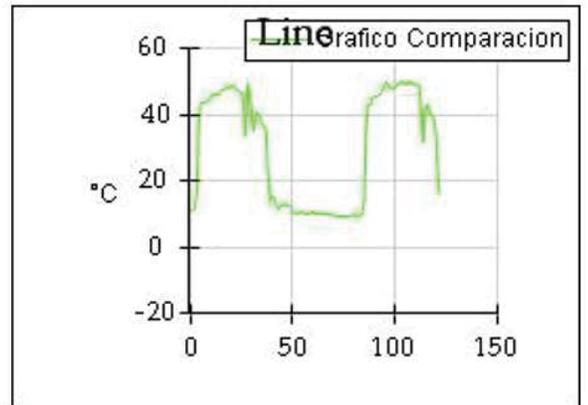


Fig.26: Ejemplo de termografía en bombas de agua de mar (Fuente: Elaboración propia)

5.3.3. Tribología y análisis de aceite

Debido a que el análisis de aceite requiere equipamiento especializado y un alto grado de capacitación, es que se recomienda realizar los monitoreos a través de un servicio externo que entregue de manera rápida y confiable los informes referentes a las muestras de los equipos. En el **Anexo 3** se muestra un reporte de ejemplo de un análisis de aceite. Como referencia un laboratorio especializado puede entregar los siguientes parámetros de una muestra de lubricante:

- Viscosidad cinemática
- Contenido de metales

- Monitoreo de condiciones del lubricante
- Nivel de limpieza del lubricante (Conteo de partículas)
- Determinación de número básico, TBN
- Determinación de número ácido
- TAN
- Ferrografía analítica

5.3.4. Pruebas eléctricas

Se recomienda realizar las siguientes pruebas de equipos eléctricos:

- Medición de resistencia a tierra
- Capacitancia a tierra
- Resistencia fase a fase
- Inductancia fase a fase

Los valores de alarma para los resultados de las pruebas se realizarán según normativa NFPA 70B y IEEE

5.3.5. Ultrasonido

Debido a ser una técnica que requiere un alto nivel de capacitación se recomienda la tercerización del servicio. Como ejemplo se adjunta un reporte de una inspección por ultrasonido en un equipo de GNL Altamira donde del que se puede observar las recomendaciones del especialista sobre los resultados de inspección de una bomba de red contra incendio.

TLA Terminal de 156 de Altamira		TERMINAL LNG ALTAMIRA S DE RL DE CV SITIO ALTAMIRA, TAMIS. DEPTO. MECANICO MANTENIMIENTO PREDICTIVO			REPORTE DE MONITOREO DE CONDICIONES BASADO EN VIBRACION Y ULTRASONIDO										FECHA: February 15, 2010	OT: 24054				
AREA	SECCION	TAG	PROBLEMAS DE RODOS, O CHUMES, PROBLEMAS ELECTRICOS, OTROS (De Naturaleza No Vibratoria)	EQUIPO :										CRITERIOS DE EVALUACION *						
				Snapshot B.M / System 1 SENSOR: Velocimetro cilman										* Delta "C" Classification Table, N.E.T.A. Maintenance Testing Specifications, 1 for electrical equipment, based upon comparison between components & ambient air temps.						
				dB	mm/sec RMS	dB	T, °C	RPM	I _a	I _b	I _c	% U _i	V _{a-a}	V _{b-c}	V _{a-c}	% U _v	Flujo, Q	P Desc., bar	T Desc., °C	
Services	Contratando	P-1503 A	X	1H	.8	49	5	3600				####				####				
				2H	1.1	54	3					####				####				
				3H	1	40	5	3600				####				####				
				4H	.8	49	5					####				####				
		P-1503 B	X	1H	1.1	53	3					####				####				
				2H	1.7	47	5					####				####				
				3H	1	47	5					####				####				

Fig.27 Reporte inspección de bomba RCI GNL Altamira (Fuente: Elaboración propia)

6. IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN

Debido al alto costo que requiere la implementación de un mantenimiento basado en condición es que se realizó una implementación completa resulta difícil a la hora de defender un presupuesto de mantenimiento. Debido a lo anterior se eligió una estrategia de implementación progresiva que buscó comenzar con la implementación de inspecciones de menor impacto económico y la inclusión en CAPEX de los próximos años.

Además se realizó una selección de que técnica se realizaría con personal propio y cuales se externalizarían para realizar esta definición se realizó una matriz de decisión de costo de implementación interno versus sub contrato de inspecciones.

6.1. Vibraciones

Existe una gran cantidad de empresas en el mercado que prestan el servicio de análisis de vibraciones. Dadas las políticas de la compañía respecto al desarrollo y empoderamiento de los empleados es que se está en un proceso de capacitación del personal y compra de equipos para la medición de vibración.

Los técnicos seleccionados para formar parte del grupo de especialistas en vibraciones tuvieron una capacitación certificada de análisis de vibraciones nivel 1 y durante el presente año se realizará el curso para obtener la certificación nivel 2.

En cuanto a la selección de equipos se utilizó una metodología basada en puntaje, donde se compararon las diferentes características del equipo, su precio y proveedor. En una primera etapa se definieron las características necesarias y deseables que requería el equipo, en la figura 57 se listan los criterios y puntajes que fueron definidos por los especialistas del área mecánica, eléctrica e instrumentación que recibieron curso de vibraciones nivel 1. En este caso se evaluar dos opciones del mercado (PCE y Fluke).

Característica	Valor de la especificación	Tipo de especificación	Puntaje Máximo	Fluke 810	PCE-VT 250D
Características del analizador					
Cantidad de Canales de Medición	2 mínimo	obligatorio	10	10	10
Cantidad de líneas espectrales	32000	obligatorio	10	10	10
Rango dinámico	90dB mínimo	obligatorio	10	10	10
Frecuencia máxima	40 KHz	obligatorio	10	10	10
Tipo de transductores: acelerómetro ICP 100mV/g	acelerómetro ICP 100mV/g	preferible	10	10	5
Peso	1,5 Kg máximo	preferible	10	10	10
Resistencia en ambiente agresivo	IP 64	obligatorio	10	10	10
Tipo de pantalla	Color, ambiente gráfico	preferible	10	10	10
Valores Globales	RMS, 0-P,P-P, FC	obligatorio	10	10	10
Parámetro global de detección temprana rodamientos	al menos 1	obligatorio	10	10	10
RMS de bandas selectivas	al menos 8 bandas	obligatorio	10	10	10
Espectro de frecuencias		obligatorio	10	10	10
Espectro envolvente		obligatorio	10	10	10
Tarea espectral detección temprana		preferible	10	10	10
Fase Canal Cruzado		obligatorio	10	10	10
Coherencia		preferible	10	0	0
Test de Impacto		preferible	10	10	0
Order Tracking		preferible	10	10	0
Promedio sincrónico temporal		preferible	10	10	0
Promedio Peak Hold		preferible	10	10	0
Promedio Negativo		opcional	5	0	5
Pruebas Modales		opcional	5	10	0
Herramientas del Software					
graficas de tendencias		obligatorio	10	10	10
Herramientas de Predicción (regresiones)		obligatorio	10	10	10

Herramientas de cálculo de alarmas estadísticas		preferible	10	0	0
Herramientas de análisis espectral		obligatorio	10	10	10
Herramientas de cálculo de frecuencias de fallo		obligatorio	10	10	10
Herramientas de post procesado		preferible	10	0	0
Política de actualizaciones y licenciamiento		actualizaciones gratis, licencia para al menos 4 sillas, licencia de visor ilimitada	5	5	10
Portabilidad de la base de datos		preferible	10	10	0
Networking		opcional	5	0	0
TOTAL			295	260	200
CALIFICACIÓN				100,00	76,92

Tabla 29: Tabla de criterios selección tecnología (Fuente: Elaboración propia)

Una vez definidas las características y sus puntajes para cada una de las opciones se evaluó económicamente cada equipo por separado.

COSTO HERRAMIENTAS PREDICTIVAS - ALTERNATIVA A							
Instrucciones:							
El presente cuadro se llena con la información proporcionada por cada proveedor. Se deben llenar tantos de estos cuadros como propuestas técnicas se tengan en similitud de prestaciones técnicas definidas							
Marca:	Fluke						
Modelo:	Fluke 810						
Proveedor / Representante:	Dartel						
Rubro	Descripción	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Comentarios
Instrumento portátil	Analizador de vibraciones Fluke 810	\$ 5.500,00					
Software de PC	Fluke software viewer	\$ 2.000,00					Software con todas las funcionalidades de análisis requeridas
Licencias adicionales	El Software no tiene limite en cantidad de usuarios	-					
Mantenimiento / actualización de Software	Descargas gratuitas en internet						No se requiere tener un "Maintenance Contract", actualizaciones libres en internet
Upgrade del instrumento	Web		\$ 500,00				No es necesario enviar el instrumento a fábrica, se realiza mediante monitoreo web
Entrenamiento de operación	Entrenamiento de un día	\$ 500,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
	Calibración se recomienda cada 5 años					\$ 1.000,00	Incluye certificado de calibración, inspección final y linearización de parámetros, no incluye reparaciones
Suma total por año		\$ 8.000,00	\$ 500,00	\$ -	\$ -	\$ 1.000,00	
Inversión total para los siguientes 5 años						\$ 9.500,00	

COSTO HERRAMIENTAS PREDICTIVAS - ALTERNATIVA B							
Instrucciones:							
El presente cuadro se llena con la información proporcionada por cada proveedor. Se deben llenar tantos de estos cuadros como propuestas técnicas se tengan en similitud de prestaciones técnicas definidas							
Marca:	PCE Instruments						
Modelo:	PCE-VT 250D						
Proveedor / Representante:	Maxcontrol						
Rubro	Descripción	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Comentarios
Instrumento portátil	Medidor de vibración PCE-VT 250D	\$ 2.700,00					
Software de PC	Software PdMAdvisor						Incluido en equipo
Licencias adicionales	El Software no tiene límite en cantidad de usuarios						
Mantenimiento / actualización de Software	Maintenance contract		\$ 500,00	\$ 500,00	\$ 500,00	\$ 500,00	
Upgrade del instrumento	De requerirse upgrade tiene costo					\$ 1.000,00	Costo estimado
Entrenamiento de operación	No requiere entrenamiento						
Calibración y linearización	Calibración se recomienda cada 3 años			\$ 1.500,00		\$ 1.500,00	Incluye certificado de calibración, inspección final y linearización de parámetros, no incluye reparaciones
Suma total por año		\$ 2.700,00	\$ 500,00	\$ 2.000,00	\$ 500,00	\$ 3.000,00	
						Inversión total para los siguientes 5 años	\$ 8.700,00

Tabla 30: Tabla costo herramienta tecnológica (Fuente: Elaboración propia)

RESUMEN DE INVERSION EN HERRAMIENTAS DE CBM					
Alternativa	Proveedor	Marca	Modelo	Inversión a 5 años	Calificación
Alternativa A	Dartel	Fluke	Fluke 810	\$ 9.500,00	91,58
Alternativa B	Maxcontrol	PCE Instruments	PCE-VT 250D	\$ 8.700,00	100,00

Tabla 31: Tabla resumen inversión herramienta tecnológica (Fuente: Elaboración propia)

Finalmente se comparan ambas opciones agregando una evaluación general sobre aspectos del proveedor y experiencia con la marca, servicio de postventa etc.

CALIFICACION FINAL DE PROPUESTAS			
Fluke 810			
Proveedor	Dartel		
Marca ofrecida	Fluke		
Modelo ofrecido	Fluke 810		
Rubro	Calificación (base 100)	Peso ponderado	Puntaje
Cumplimiento de especificaciones técnicas	100,00	0,3	30,0
Precio	91,58	0,4	36,6
Marca reconocida/garantía	100	0,05	5,0
Expertise técnico del proveedor	70	0,1	7,0
Presencia local	100	0,05	5,0
Soporte post venta	100	0,05	5,0
Total		0,95	88,6
PCE-VT 250D			
Proveedor	Maxcontrol		
Marca ofrecida	PCE Instruments		
Modelo ofrecido	PCE-VT 250D		
Rubro	Calificación (base 100)	Peso ponderado	Puntaje
Cumplimiento de especificaciones técnicas	76,92	0,3	23,1
Precio	100,00	0,4	40,0
Marca reconocida/garantía	70	0,05	3,5
Expertise técnico del proveedor	50	0,1	5,0
Presencia local	50	0,05	2,5
Soporte post venta	50	0,05	2,5
Total		0,95	76,6

Tabla 32: Tabla de calificación final (Fuente: Elaboración propia)

La evaluación final entrega como opción más conveniente la compra del equipo Fluke 810 el cual ya fue solicitado como parte del presupuesto CAPEX del 2017.

6.2. Termografía

En el caso de las termografías al igual que en el del análisis de vibraciones se eligió la opción de realizar las inspecciones con personal propio con el fin de aprovechar la experiencia previa de algunos técnicos en la ejecución de este tipo de inspecciones.

Mantenimiento contaba con una cámara termográfica para realizar las pruebas por lo que no se requirió de una inversión extra.

6.3. Análisis de aceite

Debido a que el análisis de aceite requiere equipamiento especializado y un alto grado de capacitación, es que se decidió realizar los monitoreos a través de un servicio externo que entregue de manera rápida y confiable los informes referentes a las muestras de los equipos. En el **Anexo 3** se muestra un reporte de ejemplo de un análisis de aceite.

Se obtuvo un contrato de análisis con la empresa SGS en el cual trimestralmente se les entrega una serie de muestras de aceite de los equipos rotatorios con los cuales se genera un reporte de estado y recomendaciones. En el caso de equipos de bajo impacto en producción y seguridad se realiza una contra muestra al obtener algún resultado fuera de parámetros.

6.4. Pruebas eléctricas

El personal de mantenimiento contaba previamente con equipamiento para realizar pruebas eléctricas (Megger y Hipot) que eran usadas en los equipos a los que se les realizaba overhaul. Con la implementación de la metodología de mantenimiento centrado en condición se llegó a definir un plan de pruebas eléctricas anual para los equipos antes descritos.

En el **Anexo 7** se muestra un ejemplo de un reporte de inspección anual de un motor de media tensión.

6.5. Ultrasonido

Debido a la necesidad de capacitar a los técnicos en el monitoreo por ultrasonido es que se decidió generar un contrato para el año 2017 de inspección para los equipos que se les recomendó realizar inspección por ultrasonido.

Una vez que se realicen las primeras inspecciones tercerizadas se realizará la evaluación económica de entrenar al personal y adquirir el equipamiento necesario con la misma técnica utilizada en la matriz de decisión usada para equipos de medición de vibraciones y termografía.

6.6. Plan de implementación

Normalmente los recursos destinados a mantenimiento se contabilizan como gasto, más gasto significará reducir el indicador financiero por lo que el área financiera no estará dispuesta a conceder un presupuesto extra de no tener una justificación económica aceptable.

Una propuesta con detalles técnicos facilitará la toma de decisiones puesto que no aporta valor a quien calcula su repercusión económica. Por lo anterior es que los datos técnicos ya evaluados se convertirán en indicadores objetivos y cuantificables.

Debido al alto costo en equipamiento y capacitación que tiene el adoptar de las técnicas predictivas propuestas es que se determinó un plan implementación paulatino que es expuesto en la figura 61.

Técnica predictiva	Periodo implementación	Tipo implementación
Vibraciones	Implementación Capex 2017	Personal propio
Termografía	Implementación inmediata	Personal propio
Análisis de aceite	Implementación inmediata	Personal externo
Pruebas eléctricas	Implementación inmediata	Personal propio
Ultrasonido	Implementación Capex 2017	Personal externo

Tabla 33: Resumen plan de implementación (Fuente: Elaboración propia)

En la figura 62 se puede ver resumido los equipos y sus costos de inspección y de inversión en equipamiento. El costo por inspección en el caso de las inspecciones con personal interno se usó como referencia el valor HH dado por SAP para un técnico de mantenimiento. En número de inspecciones por año y el número de equipos a ser inspeccionado se obtuvo de las propuestas de inspección recomendadas en los puntos 6.1 al 6.5.

Técnica predictiva	Costo equipamiento	Costo capacitación	Costo total por inspección AxBxC	A Número de Equipos	B Inspecciones por año	C Costo inspección
Vibraciones	USD 8.000	USD 4.500	USD 460	23	1	USD 20
Termografía	0	0	USD 600	30	1	USD 20
Análisis de aceite	0	0	USD 4.800	30	4	USD 40
Pruebas eléctricas	0	0	USD 160	8	1	USD 20
Ultrasonido	0	0	USD 3.330	30	1	USD 111

Tabla 34: Tabla resumen costos de implementación (Fuente: Elaboración propia)

Para contrastar el costo anual de inspecciones se estimó una detención anual por avería para cada uno de los equipos críticos definidos y del historial de órdenes correctivas en SAP un costo de parada de USD 2.000.- dólares promedio por parada.

Número de equipos críticos	Promedio de intervenciones por año	Costo promedio de cada intervención	Costo total anual estimado
30	1	USD 2.000	USD 60.000

Tabla 35: Tabla resumen costos de implementación (Fuente: Elaboración propia)

Al simular los costos requeridos para la implementación sugerida se obtiene el siguiente flujo de gastos para el primer año presentado en la figura 64. Se puede estimar un gasto anual de USD 17.746 lo que versus USD 60.000 estimados de gasto anual en intervenciones inesperadas. De disminuir a la mitad el número de intervenciones por año se alcanzaría un ahorro de USD 30.000 contra los USD 17.746 que requiere como inversión el primer año.

PROYECCIÓN DE IMPLEMENTACIÓN CBM		ENE.-17	FEB.-17	MAR.-17	ABR.-17	MAY.-17	JUN.-17	JUL.-17	AGO.-17	SEP.-17	OCT.-17	NOV.-17	DIC.-17	ANUAL
GASTOS	TENDENCIA													
Costo en compra equipo		USD 8.000												USD 8.000
Costos de capacitación		USD 4.500												USD 4.500
Servicios externos Inspección		USD 1.200			USD 1.200			USD 1.200			USD 4.530			USD 8.130
Mantenimiento de equipo Inspección													USD 500	USD 500
HH Internas Inspección		USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 1.116
GASTOS TOTALES		USD 13.793	USD 93	USD 93	USD 93	USD 1.293	USD 93	USD 93	USD 1.293	USD 93	USD 93	USD 4.423	USD 93	USD 17.746

Tabla 36: Simulación de gastos primer año de implementación (Fuente: Elaboración propia)

Igualmente se debe considerar que el mayor gasto generado en el primer año corresponde a la compra tecnología y la capacitación de personal. Tomando en cuenta lo anterior se debe considerar que el gasto anual esperado para el segundo año de implementación será de aproximadamente USD 9.746 como se muestra en la figura 65.

PROYECCIÓN DE IMPLEMENTACIÓN CBM		ENE.-18	FEB.-18	MAR.-18	ABR.-18	MAY.-18	JUN.-18	JUL.-18	AGO.-18	SEP.-18	OCT.-18	NOV.-18	DIC.-18	ANUAL
GASTOS	TENDENCIA													
Costo en compra equipo														USD -
Costos de capacitación														USD -
Servicios externos Inspección		USD 1.200			USD 1.200			USD 1.200			USD 4.530			USD 8.130
Mantenimiento de equipo Inspección													USD 500	USD 500
HH Internas Inspección		USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 93	USD 1.116
GASTOS TOTALES		USD 1.293	USD 93	USD 93	USD 93	USD 1.293	USD 93	USD 93	USD 1.293	USD 93	USD 93	USD 4.423	USD 93	USD 9.746

Tabla 37: Simulación de gastos segundo año de implementación (Fuente: Elaboración propia)

NOMECLATURA

PSV: Planta satélite de vaporización

GNL: Gas natural licuado

BOG: Boil of Gas

GN: Gas natural

MTPA: Millones de toneladas por año

PJ/y: Peta julios por año

MW: Mega watts

Sm³/h: Standard metros cúbicos por hora

t/H: Toneladas por hora

GNC: Gas natural comprimido

PERC: Sistema de desacople de emergencia

ICSS: Sistema instrumentado de control y seguridad

PCS: Sistema control de proceso

ESD: Parada de emergencia

F&G: Sistema de detección fuego y gas

NPSS: Sistema de seguridad no programable

CBM: Mantenimiento centrado en condición

OT: Orden de trabajo

ECS: Elemento crítico de seguridad

FMEA: Análisis de modo de falla y efecto de falla

RAMOS: Estudio de confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y operatibilidad

MTTF: Tiempo medio entre falla

XZV: Válvula de seguridad

CAPEX: Inversión de capital

FRP: Fibra plástico reforzada

HH: Horas hombre

USD: Dólares americanos

CONCLUSIONES

Aplicar el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad permite un complemento al mantenimiento preventivo que se usa actualmente. Si bien el ejercicio que se realizó incluyó solo los elementos críticos de producción, el modelo puede ser replicado en otros equipos como elementos críticos de seguridad o equipos de apoyo a la producción.

De las técnicas predictivas recomendadas se utilizan actualmente el análisis de vibraciones, análisis de aceite, termografía y pruebas eléctricas. Para una segunda parte de la implementación se comenzará a utilizar el ultrasonido (principalmente debido a que requiere un nivel de capacitación mayor).

En el caso de las bombas de agua de mar se implementó un programa de análisis de aceite y termografía trimestral, además de pruebas eléctricas y de vibraciones anuales. Con estos resultados se logró tomar la decisión de extender las horas de overhaul del equipo de 28.000 horas a 52.000 horas. No así el motor que por el diagnóstico oportuno de rodamientos se realizó su overhaul a las 40.000 horas.

El anterior es un claro ejemplo de que aplicar una metodología predictiva permite marginar costos y recursos. Además representa una muestra gráfica al área comercial de que la inversión en tecnología y capacitación en el mediano plazo rinde sus frutos.

Por otro lado un beneficio oculto de la metodología es que potencia al técnico en el uso de nuevas herramientas y le permite desarrollarse en técnicas de monitoreo de vanguardia. También se logra tener al técnico involucrado en la toma de decisiones al interpretar inspecciones.

Para los brazos de descarga se recomendó dadas sus fallas recurrentes un rediseño, el cual fue liderado por GNL Quintero y apoyado por la fábrica SVT. El resultado fue una mejora estructural de los contrapesos de los brazos que sufrían serias deformaciones por sismos y una mejora funcional del sistema de conexión que permitió disminuir las fallas de este tipo. Lo anterior demuestra que la metodología cuando se enfrenta a un problema que no puede ser abordado por los alcances que tiene puede ser evaluada de otra forma como el rediseño u otra estrategia de mantenimiento.

También actualmente se está evaluando distintas tecnologías de medición de flujo en líneas de FRP del sistema de agua de mar y vaporizadores de panel abierto

La implementación de las técnicas predictivas generó un aumento de la disponibilidad de planta y una disminución importante de los avisos de avería. Por lo anterior se está realizando una revisión de los planes preventivos con el fin disminuir las horas destinadas a esta estrategia para dejar más margen de inspecciones predictivas.

Los costos asociados a la implementación del plan resultaron ser marginales versus los costos de intervención. En parte debido a que se contaba con varios de los equipos de predicción y personal con experiencia en las técnicas predictivas.

Está en evaluación incluir a los operadores de planta en labores predictivas de mantenimiento, incluyendo monitoreo de temperatura, seguimiento de vibración en equipos de monitoreo continuo etc.

BIBLIOGRAFÍA

Guilherme Gonzalez, Tobias Vieira Alvarenga. (2014). *RAM Study Update for GNL Quintero Regasification Plant Expansion*. Rio de Janeiro: DNV GL Oil & Gas. GTI

E. Rubertis, L. Narcisi. (2014). *Revalidación de elementos críticos de seguridad, estándares de performance y planes de mantenimiento GNL Quintero*. Mar del Plata: GIE S.A.

Adolfo Arata, Luciano Furlanetto. (2005). *Manual de Gestión de Activos y Mantenimiento*. Santiago: RIL Editores.

Carlos Parra, Adolfo Crespo. (2012). *Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad aplicada a la Gestión de Activos*. Sevilla: INGECON.

Edwards Moss. (2008). *157229-000-CG-OM-0005 Manual de Puesta en Marcha, Operación y Mantenimiento*. Londres: CB&I.

Karl Porter. (2012). *This is maintenance excellence Conference Edition*. Londres: BG Group .

Marcelo Cabezas. (Abril 2016). Pruebas eléctricas en motores. *Industria Eléctrica*, N°175, 14-15.

D. Miller. (2008). *GTI LNG Operations & Maintenance course*. Chicago: GAS TECHNOLOGY INSTITUTE.

Jorge Torres. (2015). *Implementación de Mantenimiento Basado en Condición (CBM)*. Santiago: TWPL

ISO 7919-3, Mechanical vibration — *Evaluation of machine vibration by measurements on rotating shafts*

ISO 17359:2011, Condition monitoring and diagnostics of machines-General guidelines

ANEXOS

ANEXO 1

Listado de planes de mantenimiento actuales

N° de Plan	Plan de mantenimiento	Áreas involucradas
1	Mant. Fender	2
2	Mant. Ganchos muelle	2
3	Mant. Gangway	2
4	Insp. Protección Catódica Gaseoducto	1
5	Insp. Protección Catódica Muelle	1
6	Mant. Ascensores	1
7	Mant. Equipos de Izaje	2
8	Mant. LP/HP	2
9	Mant. ORVs	2
10	Mant. Holding Compresor	3
11	Mant. SCV	4
12	Mant. Pipeline Compresor	1
13	Mant. Unloading Compresor	1
14	Mant. Bombas Agua Potable/Serv.	2
15	Mant. SWP	2
16	Mant. Antorcha	3
17	Mant. Bombas Piscinas	2
18	Mant. Compresores de Aire	3
19	Mant. Filtros SWIB	3
20	Mant. Electroclorinador	5
21	Mant. Equipo Nitrógeno	3
22	Mant. Generador de Emergencia	2
23	Mant. Motor Bomba Diésel	1
24	Mant. Tanques de Petróleo	1
25	Mant. RCI Bombas Jockey	3
26	Mant. RCI Bomba Primaria Diésel	1
27	Mant. RCI Bomba Primaria y Secundaria	3

28	Mant. Caja Engranajes Bomba Diésel	1
29	Mant. HVAC	1
30	Registro termo gráfico	1
31	Mant. UPS	1
32	Aseguramiento Áreas Clasificadas E/I	1
33	Witness test	2
34	Mant. XZV partial stroke	1
35	SIL 2 alto nivel KO Drum Comp.	1
36	SIL 2 alto nivel KO Drum 100-V-101	1
37	SIL 2 alto nivel Tk-101	1
38	SIL 2 alto nivel Tk-201	1
39	SIL 2 HH y LL Temperatura Gas Combustible	1
40	SIL 2 bajo flujo agua	1
41	SIL 2 bajo nivel KO Drum 100-V-101	1
42	SIL 3 alto nivel Tk-301	1
43	SIL 3 alta presión gas de exportación	1
44	SIL 3 alta presión de retorno al buque	1
45	SIL 3 baja temperatura gas exportación	1
46	Mant. Open Path ORVs	1
47	Calibración básculas comerciales PCC	1
48	Mant. Salvavidas	1
49	Mant. Equipos ERA	1
50	Mant. Porta mangueras Edificios	1
51	Mant. Duchas y lavajos	1
52	Mant. Monitores Auto-Oscilantes	1
53	Mant. Monitores Muelle	1
54	Mant. Equipos de Diluvio	1
55	Mant. Carro Trimax	1
56	Mant. Unidad Espuma Móvil	1

57	Mant. Monitores Portátiles	1
58	Mant. PQS Tanques y PCC	1
59	Mant. Equipos Espuma	1
60	Mant. Centralitas CI	1
61	Mant. Diluvio Tanques	1
62	Inspección semanal salas eléctricas	1
63	Mant. Carretes Tierras Retráctiles	1
64	Mant. Transformadores	1
65	Mant. Accesos Sala de Control	1
66	Mant. Accesos JIR	1
67	Mant. Portones	1
68	Limpieza Cable Umbilical	1
69	Mant. Accesos Administrativo	1
70	Mant. Accesos Workshop	1
71	Mant. Accesos Gatehouse	1
72	Mant. Accesos Main Subtation	1
73	Mant. Accesos Sala Procesos	1
74	Mant. Accesos LIR	1
75	Mant. Accesos Generador	1
76	Mant. Trimestral XZV	1
77	Mant. Instr. TK301	1
78	Mant. Analizadores de CI	1
79	Mant. Instr. TK201	1
80	Mant. Paneles de Iluminación y Fuerza	1
81	Mant. Conexiones a Tierra Muelle	1
82	Mant. Conexiones a Tierra TK-101	1
83	Mant. Conexiones a Tierra TK-201	1
84	Mant. Conexiones a Tierra TK-301	1
85	Mant. Conexiones a Tierra Compresores	1
86	Mant. Conexiones a Tierra Vaporizadores	1

87	Mant. Conexiones a Tierra Recondensador	1
88	Mant. Conexiones a Tierra Antorcha	1
89	Mant. Conexiones a Tierra Utilities	1
90	Mant. Conexiones a Tierra Edificios	1
91	Mant. Conexiones a Tierra RCI	1
92	Mant. Equipos Iluminación de Emergencia	1
93	Mant. Conexiones a Tierra PCC	1
94	Mant. Instr. TK101	1
95	Mant. Instr. KO Drum Compresores	1
96	Mant. Instr. Reconcondensador	1
97	Mant. Balizas de Advertencia	1
98	Mant. Trimestral CCTV	1
99	Chequeo de vacío toma muestra TK	1
100	Mant. Bellows Tanques GNL	1
101	Plan de Mantenimiento F&G GGT	1
102	Mant. Anual de Motores Servicios y RCI	1
103	Mant. Accesos PCC	1
104	Mant. Teléfonos Planta	1
105	Mant. Sistema Detección Intrusos	1
106	Mant. Hidrantes y Gabinetes Grupo 1	1
107	Mant. Hidrantes y Gabinetes Grupo 2	1
108	Mant. Hidrantes y Gabinetes Grupo 3	1
109	Mant. Válvulas RCI Grupo 1	1
110	Mant. Válvulas RCI Grupo 2	1
111	Mant. Válvulas RCI Grupo 3	1
112	Mant. Extintores Grupo 1	1
113	Mant. Extintores Grupo 2	1
114	Mant. Extintores Grupo 3	1
115	Calibración detectores personales	1
116	Pruebas Anuales RCI	2

117	Mant. Administración de Palabras Clave	1
118	Mant. Cambio Huso Horario	1
119	Mant. Sistema Marimatech	1
120	Mant. Estaciones del Sistema de Control	1
121	Conmutación de Servidores y Puertos Red	1
122	Reemplazo baterías CENTUM y Prosafe RS	1
123	Backup de Sistema	1
124	Diagnostico ICSS	1
125	Prueba mensual y mant. UGEIR	2
126	Mant. Actualización Anti-Virus	1
127	Mant. PQS UGEIR	1
128	Backup de Sistema Semanal	1
129	Revisión equipos eléctricos de pañol	1
130	Mant. Rectificadores Protección Catódica	1
131	Mant. Brazo 100-L-101A	4
132	Mant. Brazo 100-L-101B	4
133	Mant. Brazo 100-L-101C	4
134	Mant. Brazo 100-L-102	4
135	Mant. Brazo 100-L-103	4
136	Mant. Unidad Hidráulica Brazos	3
137	Mant. PCC	3
138	Inspección aisladores sísmicos	1
139	Mantenimiento Banco de Condensadores	1
140	Insp. Protección Catódica RCI	1
141	Certificación de patrones mantenimiento	1
143	Plan de Mantenimiento Separadores Aceite	1
144	Plan de Anual de Inspecciones RBI	1
145	Conexión/Desconexión	1
146	Calibración válvulas de seguridad	1
147	Conexión/Desconexión Nave	2

148	Mant. Instr. KO Drum Flare	1
149	Mant. Instr. KO Drum Muelle	1
150	Plan Mantenimiento F&G Grupo 1	1
151	Plan Mantenimiento F&G Grupo 2	1
152	Plan Mantenimiento F&G Grupo 3	1
153	Plan Mantenimiento F&G Grupo 4	1
154	Plan Mantenimiento F&G Grupo 5	1
155	Plan Mantenimiento F&G Grupo 6	1

ANEXO 2

Planes de mantenimiento por equipo

Equipo

UL Unidad hidráulica brazos de descarga

LP Bomba baja presión

HP Bomba de alta presión

ORV Vaporizador de panel abierto

SCV Vaporizador de combustión sumergida

FG Gas combustible para vaporizador de combustión sumergida

HC Compresor de BOG

SWP Bomba de agua de mar

Gama:

M Mantenimiento Mensual

T Mantenimiento Trimestral

S Mantenimiento Semestral

A Mantenimiento Anual

Ejecutante:

- M Mecánico
- E Eléctrico
- I Instrumentista
- C Control

Brazos de descarga

<i>Equipo</i>	<i>Gama</i>	<i>Ejecutante</i>	<i>Actividad</i>
<i>Brazos</i>	T	E	Inspeccionar estado de luces de panel
<i>Brazos</i>	T	E	Inspección visual de sujeción de cables
<i>Brazos</i>	T	E	Medir aislación eléctrica
<i>Brazos</i>	T	E	Inspeccionar junta aislación eléctrica (Pernos apretados, limpieza, daños ETC)
<i>Brazos</i>	T	E	Coordinar actividades correctivas, si es requerido
<i>Brazos</i>	T	E	Medición Óhmica junta dieléctrica
<i>Brazos</i>	A	E	Revisar iluminación local.
<i>Brazos</i>	S	I	Revisar/chequear cajas de válvulas

<i>Brazos</i>	S	I	Lubricación piola indicador de posición
<i>Brazos</i>	A	I	Verificar condición de instrumentación (Manómetros, Transmisores, solenoides)
<i>Brazos</i>	A	I	Calibración de instrumentos
<i>Brazos</i>	A	I	Revisar/chequear cajas de válvulas
<i>Brazos</i>	A	I	Lubricación piola indicador de posición
<i>Brazos</i>	A	I	Verificación general, TAG, descripción, ubicación, configuración, condiciones operativas, etc.
<i>Brazos</i>	A	I	Verificación de la anomalía.
<i>Brazos</i>	A	I	De no ser posible reparar en el instante, generar plan de trabajo
<i>Brazos</i>	A	I	Determinar recursos y repuestos de ser requerido
<i>Brazos</i>	A	I	Generar aviso para reparación
<i>Brazos</i>	M	M	Inspeccionar sistema de desconexión PERC
<i>Brazos</i>	M	M	Inspeccionar Dispositivo de seguridad
<i>Brazos</i>	M	M	Inspeccionar junta aislación eléctrica
<i>Brazos</i>	M	M	Inspeccionar líneas y conexiones hidráulicas por fuga
<i>Brazos</i>	M	M	Inspeccionar estado de escalera
<i>Brazos</i>	M	M	Inspeccionar estado de arnés de seguridad
<i>Brazos</i>	M	M	Inspeccionar mordaza ,pernos, cilindro, tuerca, seguros de sistema PERC
<i>Brazos</i>	M	M	Inspeccionar fugas hidráulicas por cilindros
<i>Brazos</i>	M	M	Verificar presión de purga de nitrógeno de juntas giratorias (0,2 a 0,4 bar)
<i>Brazos</i>	M	M	Limpiar y lubricar pata de apoyo de cada brazo de descarga

<i>Brazos</i>	M	M	Verificar indicación de filtro de aceite
<i>Brazos</i>	T	M	Inspeccionar sistema de desconexión PERC
<i>Brazos</i>	T	M	Inspeccionar Dispositivo de seguridad
<i>Brazos</i>	T	M	Inspeccionar junta aislación eléctrica (Fugas, limpieza, daños ETC)
<i>Brazos</i>	T	M	Inspeccionar líneas y conexiones hidráulicas por fuga
<i>Brazos</i>	T	M	Inspeccionar estado de escalera
<i>Brazos</i>	T	M	Inspeccionar estado de arnés de seguridad
<i>Brazos</i>	T	M	Inspeccionar mordaza, pernos, cilindro, tuerca, seguros de sistema PERC
<i>Brazos</i>	T	M	Inspeccionar fugas hidráulicas por cilindros
<i>Brazos</i>	T	M	Verificar presión de purga de nitrógeno de juntas giratorias (0,2 a 0,4 bar)
<i>Brazos</i>	T	M	Limpiar y lubricar pata de apoyo de cada brazo de descarga
<i>Brazos</i>	T	M	Verificar indicación de filtro de aceite
<i>Brazos</i>	T	M	Lubricar rodamientos (Engrase)
<i>Brazos</i>	T	M	Inspeccionar apriete de pernos de sujeción de cilindros
<i>Brazos</i>	T	M	Inspeccionar y limpiar spool de nitrógeno de cada brazo
<i>Brazos</i>	T	M	Engrase de sistema de bloqueo mecánico de brazos
<i>Brazos</i>	S	M	Inspeccionar sistema de desconexión PERC
<i>Brazos</i>	S	M	Inspeccionar Dispositivo de seguridad
<i>Brazos</i>	S	M	Inspeccionar junta aislación eléctrica (Fugas, limpieza, daños ETC)
<i>Brazos</i>	S	M	Inspeccionar líneas y conexiones hidráulicas por fuga
<i>Brazos</i>	S	M	Inspeccionar estado de escalera
<i>Brazos</i>	S	M	Inspeccionar estado de arnés de seguridad

<i>Brazos</i>	S	M	Inspeccionar mordaza, pernos, cilindro, tuerca, seguros de sistema PERC
<i>Brazos</i>	S	M	Inspeccionar fugas hidráulicas por cilindros
<i>Brazos</i>	S	M	Verificar presión de purga de nitrógeno de juntas giratorias (0,2 a 0,4 bar)
<i>Brazos</i>	S	M	Limpiar y lubricar pata de apoyo de cada brazo de descarga
<i>Brazos</i>	S	M	Verificar indicación de filtro de aceite
<i>Brazos</i>	S	M	Lubricar rodamientos (Engrase)
<i>Brazos</i>	S	M	Inspeccionar apriete de pernos de sujeción de cilindros
<i>Brazos</i>	S	M	Inspeccionar y limpiar spool de nitrógeno de cada brazo
<i>Brazos</i>	S	M	Engrase de sistema de bloqueo mecánico de brazos
<i>Brazos</i>	S	M	Inspeccionar cables metálicos de movimiento comprobando lubricación, desgaste o daños
<i>Brazos</i>	S	M	Inspeccionar cables de sistema de contrapeso por soldadura, daños, lubricación. Ver indicaciones de manual
<i>Brazos</i>	S	M	Engrasar, lubricar y proteger cables
<i>Brazos</i>	S	M	Inspeccionar estado de vástago de cilindros (limpiar)
<i>Brazos</i>	S	M	Inspeccionar estado por corrosión y daños de líneas, aislación criogénica y válvulas asociadas
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar sistema de desconexión PERC
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar Dispositivo de seguridad
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar junta aislación eléctrica (Fugas, limpieza, daños ETC)
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar líneas y conexiones hidráulicas por fuga
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar estado de escalera

<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar estado de arnés de seguridad
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar mordaza, pernos, cilindro, tuerca, seguros de sistema PERC
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar fugas hidráulicas por cilindros
<i>Brazos</i>	A	M	Verificar presión de purga de nitrógeno de juntas giratorias (0,2 a 0,4 bar)
<i>Brazos</i>	A	M	Limpia y lubricar pata de apoyo de cada brazo de descarga
<i>Brazos</i>	A	M	Verificar indicación de filtro de aceite
<i>Brazos</i>	A	M	Lubricar rodamientos (Engrase)
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar apriete de pernos de sujeción de cilindros
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar y limpiar spool de nitrógeno de cada brazo
<i>Brazos</i>	A	M	Engrase de sistema de bloqueo mecánico de brazos
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar cables metálicos de movimiento comprobando lubricación, desgaste o daños
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar cables de sistema de contrapeso por soldadura, daños, lubricación. Ver indicaciones de manual
<i>Brazos</i>	A	M	Engrasar, lubricar y proteger cables
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar estado de vástago de cilindros (limpiar)
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar estado por corrosión y daños de líneas, aislación criogénica y válvulas asociadas
<i>Brazos</i>	A	M	Engrasar poleas porta cables
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar estado de sellos de rodamientos
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar estado de pintura
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar punto de inyección de nitrógeno

<i>UH</i>	M	M	Verificar fugas de aceite
<i>UH</i>	M	M	Verificar condición de estructura suportación de equipo
<i>UH</i>	M	M	Verificar nivel de aceite
<i>UH</i>	M	M	Verificar indicador de filtro de aceite
<i>UH</i>	M	M	Verificar estado de filtro de humedad (Respiradero del tanque)
<i>UH</i>	M	M	Verificar fugas de aceite
<i>UH</i>	M	M	Verificar condición de estructura suportación de equipo
<i>UH</i>	M	M	Verificar nivel de aceite
<i>UH</i>	M	M	Verificar indicador de filtro de aceite
<i>UH</i>	M	M	Verificar estado de filtro de humedad (Respiradero del tanque)
<i>UH</i>	M	M	Verificar estado de Pintura
<i>UH</i>	M	M	Verificar anclaje de equipo
<i>UH</i>	M	M	Verificar estado de acumulador de respaldo
<i>UH</i>	M	M	Verificar presión de nitrógeno en acumulador auxiliar
<i>UH</i>	M	M	Verificar presión hidráulica de trabajo en acumulador auxiliar
<i>UH</i>	M	M	Verificar buen funcionamiento de alarma (Baliza, Alarma sonora)
<i>UH</i>	S	M	Verificar fugas de aceite
<i>UH</i>	S	M	Verificar condición de estructura suportación de equipo
<i>UH</i>	S	M	Verificar nivel de aceite
<i>UH</i>	S	M	Verificar indicador de filtro de aceite
<i>UH</i>	S	M	Verificar estado de filtro de humedad (Respiradero del tanque)
<i>UH</i>	S	M	Verificar estado de Pintura

<i>UH</i>	S	M	Verificar anclaje de equipo
<i>UH</i>	S	M	Verificar estado de acumulador de respaldo
<i>UH</i>	S	M	Verificar presión de nitrógeno en acumulador auxiliar
<i>UH</i>	S	M	Verificar presión hidráulica de trabajo en acumulador auxiliar
<i>UH</i>	S	M	Revisar estado general del equipo
<i>UH</i>	S	M	Verificar buen funcionamiento de alarma (baliza, alarma sonora)
<i>UH</i>	S	M	Registrar parámetros funcionamiento
<i>UH</i>	S	M	Verificar estado de tubing hidráulico
<i>UH</i>	A	M	Verificar fugas de aceite
<i>UH</i>	A	M	Verificar condición de estructura suportación de equipo
<i>UH</i>	A	M	Verificar nivel de aceite
<i>UH</i>	A	M	Verificar indicador de filtro de aceite
<i>UH</i>	A	M	Verificar estado de filtro de humedad (Respiradero del tanque)
<i>UH</i>	A	M	Verificar estado de Pintura
<i>UH</i>	A	M	Verificar anclaje de equipo
<i>UH</i>	A	M	Verificar estado de acumulador de respaldo
<i>UH</i>	A	M	Verificar presión de nitrógeno en acumulador auxiliar
<i>UH</i>	A	M	Verificar presión hidráulica de trabajo en acumulador auxiliar
<i>UH</i>	A	M	Verificar buen funcionamiento de alarma (Baliza, Alarma sonora)
<i>UH</i>	A	M	Registrar parámetros funcionamiento
<i>UH</i>	A	M	Verificar estado de tubing hidráulico
<i>UH</i>	A	M	Efectuar limpieza o cambio de filtro de aceite según estado

<i>UH</i>	A	M	Inspeccionar punto de inyección de nitrógeno
<i>Brazos</i>	M	M	Verificar ruidos anormales en funcionamiento (cada conexión de buque)
<i>Brazos</i>	M	M	Inspeccionar acumuladores hidráulico sistema PERC, carga de nitrógeno, instrumentos, fugas, indicación instrumentos
<i>Brazos</i>	T	M	Verificar ruidos anormales en funcionamiento (cada conexión de buque)
<i>Brazos</i>	T	M	Inspeccionar acumuladores hidráulico sistema PERC, carga de nitrógeno, instrumentos, fugas, indicación instrumentos
<i>Brazos</i>	T	M	Efectuar apertura y cierre de válvulas de bola del sistema PERC con herramienta especial (cada desconexión de buque)
<i>Brazos</i>	T	M	Inspeccionar fugas de GN, en bridas
<i>Brazos</i>	T	M	Inspeccionar estado, condición brida de conexión operativa de clamp, Topes de goma, etc.
<i>Brazos</i>	T	M	Revisar estado general del equipo
<i>Brazos</i>	S	M	Verificar ruidos anormales en funcionamiento (cada conexión de buque)
<i>Brazos</i>	S	M	Inspeccionar acumuladores hidráulico sistema PERC, carga de nitrógeno, instrumentos, Fugas, indicación instrumentos
<i>Brazos</i>	S	M	Efectuar apertura y cierre de válvulas de bola del sistema PERC con herramienta especial (cada desconexión de buque)
<i>Brazos</i>	S	M	Verificar ruidos anormales en funcionamiento (cada conexión de buque)
<i>Brazos</i>	S	M	Inspeccionar estado, condición brida de conexión operativa de clamp, topes de goma, etc.
<i>Brazos</i>	S	M	Revisar estado general del equipo

<i>Brazos</i>	S	M	Inspección interna de MRSD-ERC (Destapar y verificar condición y fijación interna de componentes)
<i>Brazos</i>	S	M	Probar hidráulicamente la desconexión PERC (sin desconexión)
<i>Brazos</i>	A	M	Verificar ruidos anormales en funcionamiento (cada conexión de buque)
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar acumuladores hidráulico sistema PERC, carga de nitrógeno, instrumentos, Fugas, indicación instrumentos
<i>Brazos</i>	A	M	Efectuar apertura y cierre de válvulas de bola del sistema PERC con herramienta especial (cada desconexión de buque)
<i>Brazos</i>	A	M	Verificar ruidos anormales en funcionamiento (cada conexión de buque)
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar estado, condición brida de conexión operativa de Clamp, Topes de goma, etc.
<i>Brazos</i>	A	M	Revisar estado general del equipo
<i>Brazos</i>	A	M	Inspección interna de MRSD-ERC (Destapar y verificar condición y fijación interna de componentes)
<i>Brazos</i>	A	M	Probar hidráulicamente la desconexión PERC (sin desconexión)
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar juntas Giratorias en perno de inspección
<i>Brazos</i>	A	M	Efectuar pruebas de funcionamiento alternativo (Acumulador auxiliar)
<i>Brazos</i>	A	M	Inspeccionar fugas de GN y GNL Mecánico, en bridas (conectado a nave)
<i>Brazos</i>	A	M	Verificar tensado de cables (tensar si sale de rangos 145mm Min/217mm Max con brazo a 90°)
<i>Brazos</i>	A	M	Comprobar pérdida del diámetro de los cables (Debe ser inferior a 0.8 mm)
<i>Brazos</i>	A	M	Verificar torque de pernos de conjuntos mayores

<i>Brazos</i>	A	M	Sangrado del sistema hidráulico (Solo si es necesario)
<i>Brazos</i>	A	M	verificar presión de trabajo de diferentes movimientos de cada brazos
<i>Brazos</i>	A	M	Verificar stock de repuestos en bodega
<i>Brazos</i>	A	M	Verificar fijación, desgaste, roce, daños en líneas hidráulicas, nitrógeno, eléctricos
<i>Brazos</i>	A	M	Verificar herramienta de inyección de nitrógeno
<i>UH</i>	M	M	Revisar estado general del equipo
<i>UH</i>	M	M	Poner en servicio y verificar funcionamiento de ambas bombas
<i>UH</i>	S	M	Revisar estado general del equipo
<i>UH</i>	S	M	Poner en servicio y verificar funcionamiento de ambas bombas
<i>UH</i>	A	M	Revisar estado general del equipo
<i>UH</i>	A	M	Poner en servicio y verificar funcionamiento de ambas bombas
<i>UH</i>	A	M	Efectuar prueba operacional del sistema de respaldo (Bomba Manual y Acumulador)
<i>UH</i>	A	M	Evaluar cambio de aceite según resultados de análisis
<i>UH</i>	A	M	Efectuar pruebas operacionales del sistema hidráulico
<i>UH</i>	A	M	Verificar herramienta especial de carga de nitrógeno
<i>UH</i>	A	M	Verificar repuestos en bodega

<i>Equipo</i>	<i>Gama</i>	<i>Ejecutante</i>	<i>Actividades</i>
<i>LP</i>	M	M	Inspeccionar estructura por daños, corrosión, u otra deformación
<i>LP</i>	M	M	Efectuar monitoreo de ruidos

<i>LP</i>	M	M	Verificar canalización de fugas en bridas a bandeja de drenaje
<i>LP</i>	M	M	Verificar limpieza de bandeja de drenaje
<i>LP</i>	M	M	Inspección líneas de descarga de bomba
<i>LP</i>	M	M	Verificar y registrar presión de nitrógeno en sellos de líneas eléctricas y de instrumentación
<i>LP</i>	M	M	Inspeccionar soportes de línea de descarga
<i>LP</i>	S	M	Inspeccionar estructura por daños, corrosión, u otra deformación
<i>LP</i>	S	M	Efectuar monitoreo de ruidos
<i>LP</i>	S	M	Verificar canalización de fugas en bridas a bandeja de drenaje
<i>LP</i>	S	M	Verificar limpieza de bandeja de drenaje
<i>LP</i>	S	M	Inspección líneas de descarga de bomba
<i>LP</i>	S	M	Inspeccionar fugas en bridas de bomba (Por testigo)
<i>LP</i>	S	M	Verificar y registrar presión de nitrógeno en sellos de líneas eléctricas y de instrumentación
<i>LP</i>	S	M	Inspeccionar soportes de línea de descarga
<i>LP</i>	S	M	Inspeccionar fuga en prensa estopa de línea de izaje
<i>LP</i>	A	M	Inspeccionar estructura por daños, corrosión, u otra deformación
<i>LP</i>	A	M	Efectuar monitoreo de ruidos
<i>LP</i>	A	M	Verificar canalización de fugas en bridas a bandeja de drenaje
<i>LP</i>	A	M	Verificar limpieza de bandeja de drenaje
<i>LP</i>	A	M	Inspección líneas de descarga de bomba
<i>LP</i>	A	M	Inspeccionar fugas en bridas de bomba (Por testigo)

<i>LP</i>	A	M	Verificar y registrar presión de nitrógeno en sellos de líneas eléctricas y de instrumentación
<i>LP</i>	A	M	Inspeccionar soportes de línea de descarga
<i>LP</i>	A	M	Inspeccionar fuga en prensa estopa de línea de izaje
<i>LP</i>	A	I	Revisión general de instrumentación y suportaciones
<i>LP</i>	A	I	Verificar funcionamiento posicionadores FV de recirculación
<i>LP</i>	M	M	Inspeccionar y registrar consumo de corriente
<i>LP</i>	M	M	Verificar y registrar flujo de proceso
<i>LP</i>	M	M	Verificar y registrar presión de proceso
<i>LP</i>	M	M	Verificar y registrar temperatura de trabajo
<i>LP</i>	M	M	Verificar nivel de tanque
<i>LP</i>	M	M	Evaluar tendencias de operación
<i>LP</i>	M	M	Verificar y registrar valores de vibraciones
<i>LP</i>	S	M	Inspeccionar y registrar consumo de corriente
<i>LP</i>	S	M	Verificar y registrar flujo de proceso
<i>LP</i>	S	M	Verificar y registrar presión de proceso
<i>LP</i>	S	M	Verificar y registrar temperatura de trabajo
<i>LP</i>	S	M	Verificar nivel de tanque
<i>LP</i>	S	M	Evaluar tendencias de operación
<i>LP</i>	S	M	Verificar y registrar valores de vibraciones
<i>LP</i>	S	M	Verificar repuestos en bodega para overhaul
<i>LP</i>	A	M	Inspeccionar y registrar consumo de corriente

<i>LP</i>	A	M	Verificar y registrar flujo de proceso
<i>LP</i>	A	M	Verificar y registrar presión de proceso
<i>LP</i>	A	M	Verificar y registrar temperatura de trabajo
<i>LP</i>	A	M	Verificar nivel de tanque
<i>LP</i>	A	M	Evaluar tendencias de operación
<i>LP</i>	A	M	Verificar y registrar valores de vibraciones
<i>LP</i>	A	M	Verificar repuestos en bodega para overhaul

<i>Equipo</i>	<i>Gama</i>	<i>Ejecutante</i>	<i>Actividades</i>
<i>HP</i>	M	M	Inspeccionar estructura por daños, corrosión, u otra deformación
<i>HP</i>	M	M	Efectuar monitoreo de ruidos
<i>HP</i>	M	M	Verificar canalización de fugas en bridas a bandeja de drenaje
<i>HP</i>	M	M	Verificar limpieza de bandeja de drenaje
<i>HP</i>	M	M	Inspección líneas de descarga de bomba
<i>HP</i>	M	M	Inspeccionar fugas en bridas de bomba (Por testigo)
<i>HP</i>	M	M	Verificar y registrar presión de nitrógeno en sellos de líneas eléctricas y de instrumentación
<i>HP</i>	M	M	Inspeccionar soportes de línea de descarga
<i>HP</i>	S	M	Inspeccionar estructura por daños, corrosión, u otra deformación
<i>HP</i>	S	M	Efectuar monitoreo de ruidos
<i>HP</i>	S	M	Verificar canalización de fugas en bridas a bandeja de drenaje
<i>HP</i>	S	M	Verificar limpieza de bandeja de drenaje

<i>HP</i>	S	M	Inspección líneas de descarga de bomba
<i>HP</i>	S	M	Inspeccionar fugas en bridas de bomba (Por testigo)
<i>HP</i>	S	M	Verificar y registrar presión de nitrógeno en sellos de líneas eléctricas y de instrumentación
<i>HP</i>	S	M	Inspeccionar soportes de línea de descarga
<i>HP</i>	S	M	Inspeccionar fuga en prensa estopa de línea de izaje
<i>HP</i>	A	M	Inspeccionar estructura por daños, corrosión, u otra deformación
<i>HP</i>	A	M	Efectuar monitoreo de ruidos
<i>HP</i>	A	M	Verificar canalización de fugas en bridas a bandeja de drenaje
<i>HP</i>	A	M	Verificar limpieza de bandeja de drenaje
<i>HP</i>	A	M	Inspección líneas de descarga de bomba
<i>HP</i>	A	M	Inspeccionar fugas en bridas de bomba (Por testigo)
<i>HP</i>	A	M	Verificar y registrar presión de nitrógeno en sellos de líneas eléctricas y de instrumentación
<i>HP</i>	A	M	Inspeccionar soportes de línea de descarga
<i>HP</i>	A	M	Inspeccionar fuga en prensa estopa de línea de izaje
<i>HP</i>	A	I	Revisión general de instrumentación y suportaciones
<i>HP</i>	A	I	Verificar funcionamiento posicionadores FV de recirculación
<i>HP</i>	M	M	Inspeccionar y registrar consumo de corriente
<i>HP</i>	M	M	Verificar y registrar flujo de proceso
<i>HP</i>	M	M	Verificar y registrar presión de proceso
<i>HP</i>	M	M	Verificar y registrar temperatura de trabajo

<i>HP</i>	M	M	Verificar nivel de tanque
<i>HP</i>	M	M	Evaluar tendencias de operación
<i>HP</i>	M	M	Verificar y registrar valores de vibraciones
<i>HP</i>	S	M	Inspeccionar y registrar consumo de corriente
<i>HP</i>	S	M	Verificar y registrar flujo de proceso
<i>HP</i>	S	M	Verificar y registrar presión de proceso
<i>HP</i>	S	M	Verificar y registrar temperatura de trabajo
<i>HP</i>	S	M	Verificar nivel de tanque
<i>HP</i>	S	M	Evaluar tendencias de operación
<i>HP</i>	S	M	Verificar y registrar valores de vibraciones
<i>HP</i>	S	M	Verificar repuestos en bodega para overhaul
<i>HP</i>	A	M	Inspeccionar y registrar consumo de corriente
<i>HP</i>	A	M	Verificar y registrar flujo de proceso
<i>HP</i>	A	M	Verificar y registrar presión de proceso
<i>HP</i>	A	M	Verificar y registrar temperatura de trabajo
<i>HP</i>	A	M	Verificar nivel de tanque
<i>HP</i>	A	M	Evaluar tendencias de operación
<i>HP</i>	A	M	Verificar y registrar valores de vibraciones
<i>HP</i>	A	M	Verificar repuestos en bodega para overhaul

<i>Equipo</i>	<i>Gama</i>	<i>Ejecutante</i>	<i>Actividades</i>
<i>ORV</i>	M	M	Inspeccionar altura de congelamiento

ORV	M	M	Inspeccionar formación de congelamiento tipo lanzas
ORV	M	M	Inspeccionar formación plantas marinas sobre la superficie
ORV	M	M	Inspeccionar distribución de agua homogénea
ORV	M	M	Inspeccionar apariencia plantas marinas y conchas
ORV	M	M	Inspeccionar tipo y forma de congelado
ORV	M	M	Inspeccionar vibraciones anormales alrededor de las válvulas de mariposa
ORV	M	M	Inspeccionar fugas en juntas, uniones, detección de fugas, etc.
ORV	M	M	Inspeccionar acumulación de arena, plantas marinas y basura en los colectores (v)
ORV	S	M	Inspeccionar altura de congelamiento
ORV	S	M	Inspeccionar formación de congelamiento tipo lanzas
ORV	S	M	Inspeccionar formación plantas marinas sobre la superficie
ORV	S	M	Inspeccionar distribución de agua homogénea
ORV	S	M	Inspeccionar apariencia plantas marinas y conchas
ORV	S	M	Inspeccionar tipo y forma de congelado
ORV	S	M	Inspeccionar vibraciones anormales alrededor de las válvulas de mariposa
ORV	S	M	Inspeccionar fugas en juntas, uniones, detección de fugas, etc.
ORV	S	M	Inspeccionar acumulación de arena, plantas marinas y basura en los colectores (v)
ORV	S	M	Inspeccionar soldaduras de paneles
ORV	S	M	Inspeccionar grating internos de ORV
ORV	S	M	Inspeccionar pernos de fijación de paneles

ORV	S	M	Inspeccionar daños en concreto
ORV	S	M	Inspeccionar amortiguadores de líneas
ORV	S	M	Verificar posición de válvulas de entrada de agua
ORV	S	M	Medir altura de agua de descarga a paneles
ORV	A	M	Inspeccionar altura de congelamiento
ORV	A	M	Inspeccionar formación de congelamiento tipo lanzas
ORV	A	M	Inspeccionar formación plantas marinas sobre la superficie
ORV	A	M	Inspeccionar distribución de agua homogénea
ORV	A	M	Inspeccionar apariencia plantas marinas y conchas
ORV	A	M	Inspeccionar tipo y forma de congelado
ORV	A	M	Inspeccionar vibraciones anormales alrededor de las válvulas de mariposa
ORV	A	M	Inspeccionar fugas en juntas, uniones, detección de fugas, etc.
ORV	A	M	Inspeccionar acumulación de arena, plantas marinas y basura en los colectores (v)
ORV	A	M	Inspeccionar soldaduras de paneles
ORV	A	M	Inspeccionar grating internos de ORV
ORV	A	M	Inspeccionar pernos de fijación de paneles
ORV	A	M	Inspeccionar daños en concreto
ORV	A	M	Inspeccionar amortiguadores de líneas
ORV	A	M	Verificar posición de válvulas de entrada de agua
ORV	A	M	Medir altura de agua de descarga a paneles
ORV	A	M	Inspeccionar fuga de agua debido a la corrosión (visual)

ORV	A	M	Inspeccionar fugas desde las bridas (visual)
ORV	A	M	Inspeccionar presencia de plantas marinas adheridas (internas)
ORV	M	M	Inspeccionar apariencia por deformación y daño
ORV	M	M	Inspeccionar funcionamiento de patines internos y externos
ORV	S	M	Inspeccionar apariencia por deformación y daño
ORV	S	M	Inspeccionar funcionamiento de patines internos y externos
ORV	S	M	Analizar e inspeccionar presencia de cobre, mercurio y sólidos suspendidos (a)
ORV	A	M	Inspeccionar apariencia por deformación y daño
ORV	A	M	Inspeccionar funcionamiento de patines internos y externos
ORV	A	M	Analizar e inspeccionar presencia de cobre, mercurio y sólidos suspendidos (a)
ORV	A	M	Efectuar medición de espesores del recubrimiento de rociado térmico
ORV	A	M	Inspeccionar erosión de superficie de empaquetaduras Bridas internas de caños y superficie
ORV	A	M	Inspeccionar notable agotamiento del rociado térmico
ORV	A	M	Verificar repuestos en bodega

<i>Equipo</i>	<i>Gama</i>	<i>Ejecutante</i>	<i>Actividades</i>
SCV	A	E	Chequeos de motor eléctrico (grasa de rodamiento, tierra, anclaje, etc.)
SCV	A	E	Inspeccionar panel de control (botoneras, switch, luces, etc.)
SCV	A	E	Inspeccionar estado de calefactores de agua

SCV	A	E	Inspeccionar funcionamiento de ventilador de techo, suportación, etc.
SCV	A	E	Revisar conexiones a tierra
SCV	A	E	Chequear aislación del motor del ventilador
SCV	A	E	Chequeos eléctricos del motor del soplador.
SCV	A	E	Chequeos aislación eléctrica de la bomba de agua fría
SCV	A	E	Revisión de bandeja porta conductores
SCV	A	E	Revisión de funcionamiento de botones de apagado de emergencia
SCV	A	E	Mantenimiento anual de motores
SCV	A	E	Inspección externa motor, ventilador, cajas de conexiones, canalización, pintura
SCV	A	E	Inspección externa accesorios, tablero de control, en terreno
SCV	A	E	Inspección funcionamiento del motor (vibraciones, temperatura, amperaje, etc.)
SCV	A	E	Si corresponde, des energizar y bloquear, realizar limpieza externa, revisar
SCV	A	E	Estado de sellos, canalización eléctrica, ventilación del motor, retirar bloqueo y
SCV	A	E	Habilitar para puesta en servicio.
SCV	A	E	Dejar fuera de servicio en CCM, des energizar, instalar tarjeta de bloqueo
SCV	A	E	Revisar caja de conexiones (humedad, bornes, terminales, sellos, limpieza)
SCV	A	E	Revisar caja conexiones calefactor (bornes, switch de desconexión,

			limpieza)
SCV	A	E	Medir aislamiento entre fases y fase a tierra, si valor es menor a 1 M ohm ,
SCV	A	E	Desconectar el motor y medir aislamiento por separado, motor y conductor
SCV	A	E	Medir, resistencia de devanados.
SCV	A	E	Limpieza bornes, lubricar (grasa de silicona) cerrar y sellar
SCV	A	E	Revisar conexión a tierra, medir resistencia de puesta a tierra.
SCV	A	E	Revisar estado general del motor (ventilador, graseras, bancadas, tapas, sellos)
SCV	A	E	Revisar y lubricar todos los pernos del motor y tableros
SCV	A	E	Revisar botoneras, selectores, parada de emergencia, en terreno
SCV	A	E	Pintura de tablero de control y motor , si corresponde
SCV	A	E	Engrase rodamientos si corresponde y registrar horómetro.
SCV	A	E	Reapriete de anclajes
SCV	A	E	Retirar tarjeta de bloqueo, habilitar para puesta en servicio.
SCV	A	E	Según horas de funcionamiento, análisis sintomático o indicación del proveedor
SCV	A	E	Revisar iluminación local.
FG	A	E	Revisión de fugas, bridas, niples, conexiones
FG	A	E	Revisión de suportaciones, anclajes
FG	A	E	Revisión de revestimientos

<i>FG</i>	A	E	Inspección de barra de conexiones
<i>FG</i>	A	E	Inspección de terminales
<i>FG</i>	A	E	Inspeccionar por condición sensores diferentes tipos
<i>FG</i>	A	E	Verificar sincronización de posiciones
<i>FG</i>	A	E	Revisión de conexiones, sellado conectores
<i>FG</i>	A	E	Revisión de continuidad
<i>FG</i>	A	E	Inspeccionar cables
<i>FG</i>	A	E	Inspeccionar cajas anti flama
<i>FG</i>	A	E	Limpieza interna del panel
<i>FG</i>	A	E	Limpieza interna del rectificador
<i>FG</i>	A	E	Medición de espesores de pintura
<i>FG</i>	A	E	Medición de espesores de piping
<i>FG</i>	A	E	Desmontaje por inspección
<i>FG</i>	A	E	Revisión de diagramas eléctricos
<i>FG</i>	A	E	Identificación de conectores en posición de fases
<i>FG</i>	A	E	Inspección de conexiones a tierra internas y externos
<i>FG</i>	A	E	Inspeccionar la caja conexiones
<i>FG</i>	A	E	Resistencia de aislación
<i>FG</i>	A	E	Inspeccionar elementos de calefacción (heater)
<i>FG</i>	A	E	Revisión de ohm en cada fase por catálogo
<i>FG</i>	A	E	Revisión de ajuste de la barra de conexión
<i>FG</i>	A	E	Prueba de resistencia aislación a 500v dc

<i>FG</i>	A	E	Revisar iluminación local.
<i>SCV</i>	A	I	Verificar limpieza de mirillas
<i>SCV</i>	A	I	Limpieza scanner
<i>SCV</i>	A	I	Revisar el piping de aire de instrumentos
<i>SCV</i>	A	I	Limpieza del filtro de aire de instrumentos
<i>SCV</i>	A	I	Revisar quemador
<i>SCV</i>	A	I	Revisar sistema ignición
<i>SCV</i>	A	I	Revisar el panel de control
<i>SCV</i>	A	I	Calibrar válvulas de control y i/p convertidores
<i>SCV</i>	A	I	Calibrar transmisores de presión
<i>SCV</i>	A	I	Calibrar transmisores de temperatura
<i>SCV</i>	A	I	Calibrar transmisores de nivel
<i>SCV</i>	A	I	Calibrar transmisores de pH
<i>SCV</i>	A	I	Calibrar transmisor de aire de combustión de hidrocarburos
<i>SCV</i>	A	I	Calibrar el sensor de vibraciones del ventilador de aire de combustión
<i>SCV</i>	A	I	Revisión de funcionamiento de escáner y amplificadores de llama
<i>SCV</i>	A	I	Revisión de funciones de válvulas automáticas y control
<i>SCV</i>	A	I	Revisión de funciones de válvulas de control
<i>SCV</i>	A	I	Revisión de funciones del regulador
<i>SCV</i>	A	I	Revisión de función de ignición
<i>SCV</i>	A	I	Revisión del sistema de purga
<i>SCV</i>	S	I	Inspeccionar panel de control (botoneras, switch, luces, etc.)

<i>SCV</i>	S	I	Inspeccionar estado de calefactores de agua
<i>SCV</i>	S	I	Inspeccionar funcionamiento de ventilador de techo, suportación, etc.
<i>FG</i>	S	I	Revisión de fugas, bridas, niples, conexiones
<i>FG</i>	S	I	Revisión de suportaciones, anclajes
<i>FG</i>	S	I	Revisión de revestimientos
<i>FG</i>	S	I	Inspección de barra de conexiones
<i>FG</i>	S	I	Inspección de terminales
<i>FG</i>	S	I	Inspeccionar por condición sensores diferentes tipos
<i>FG</i>	S	I	Verificar sincronización de posiciones
<i>FG</i>	S	I	Revisión de conexiones, sellado conectores
<i>FG</i>	S	I	Revisión de continuidad
<i>FG</i>	S	I	Inspeccionar cables
<i>FG</i>	S	I	Inspeccionar cajas anti flama
<i>FG</i>	S	I	Limpieza interna del panel
<i>FG</i>	S	I	Limpieza interna del rectificador
<i>SCV</i>	A	M	Revisar la calidad del agua (pH) del vaporizador
<i>SCV</i>	A	M	Verificar la lubricación de rodamientos (nivel de aceite)
<i>SCV</i>	A	M	Chequee el revestimiento o aislación
<i>SCV</i>	A	M	Chequee el pretil contenedor de agua por fisuras o daños
<i>SCV</i>	A	M	Efectuar prueba manual de IGV desconectando brazo de accionamiento
<i>SCV</i>	A	M	Revise que el deflector de aire de entrada de la combustión este libre
<i>SCV</i>	A	M	Limpie el filtro de agua fría

SCV	A	M	Inspeccionar soportes sísmicos
SCV	A	M	Inspeccionar soporte de carga estática
SCV	A	M	Revisión de chimenea de descarga
SCV	A	M	Revisión de protecciones de baranda y escaleras
SCV	A	M	Inspección visual al equipo completo.
SCV	A	M	Inspeccionar acople de equipo
SCV	A	M	Inspección del sistema de fuel gas
SCV	A	M	Inspección de pintura
SCV	A	M	Revisar el piping principal de agua
SCV	A	M	Revisión de funciones de válvulas manuales
SCV	A	M	Limpiar filtro de línea de soda
SCV	A	M	Chequeo paneles de cubierta
SCV	A	M	Revisar estado general del equipo
SCV	A	M	REVISAR ESTRUCTURA INTERNA (con ROV)
SCV	A	M	Cambio de aceite y verificación de estado de rodamientos.
SCV	A	M	Chequeo de vibraciones a soplador
SCV	A	M	Chequeo de vibraciones a motor soplador
SCV	A	M	Verificar repuestos en bodega
SCV	A	M	Limpiar filtro de fuel gas
SCV	A	M	Inspeccionar ventilador y sistema de acople a eje
SCV	M	M	Revisar la calidad del agua (pH) del vaporizador
SCV	M	M	Verificar la lubricación de rodamientos (nivel de aceite)

SCV	M	M	Chequee el revestimiento o aislación acústica
SCV	M	M	Chequee el pretil contenedor de agua por fisuras o daños
SCV	M	M	Efectuar prueba manual de IGV desconectando brazo de accionamiento
SCV	S	M	Revisar la calidad del agua (pH) del vaporizador
SCV	S	M	Verificar la lubricación de rodamientos (nivel de aceite)
SCV	S	M	Chequee el revestimiento o aislación
SCV	S	M	Chequee el pretil contenedor de agua por fisuras o daños
SCV	S	M	Efectuar prueba manual de IGV desconectando brazo de accionamiento
SCV	S	M	Revise que el deflector de aire de entrada de la combustión este libre
SCV	S	M	Limpie el filtro de agua fría
SCV	S	M	Inspeccionar soportes sísmicos
SCV	S	M	Inspeccionar soporte de carga estática
SCV	S	M	Revisar estado general del equipo

<i>Equipo</i>	<i>Gama</i>	<i>Ejecutante</i>	<i>Actividades</i>
HC	A	E	Inspección externa motor, ventilador, cajas de conexiones, canalización, pintura
HC	A	E	Inspección externa accesorios, tablero de control, en terreno
HC	A	E	Inspección funcionamiento del motor (vibraciones, temperatura, amperaje, etc)
HC	A	E	Si corresponde, des energizar y bloquear, realizar limpieza externa, revisar
HC	A	E	estado de sellos, canalización eléctrica, ventilación del motor, retirar bloqueo y
HC	A	E	Habilitar para puesta en servicio.
HC	A	E	Dejar fuera de servicio en CCM, des energizar, instalar tarjeta de bloqueo

HC	A	E	Revisar caja de conexiones (humedad, bornes, terminales, sellos, limpieza)
HC	A	E	Revisar caja conexiones calefactor (bornes, switch de desconexión, limpieza)
HC	A	E	Medir aislamiento entre fases y fase a tierra
HC	A	E	Medir, resistencia de devanados.
HC	A	E	Limpieza bornes, lubricar (grasa de silicona) cerrar y sellar
HC	A	E	Revisar conexión a tierra, medir resistencia de puesta a tierra.
HC	A	E	Revisar estado general del motor (ventilador, graseras, bancadas, tapas, sellos)
HC	A	E	Revisar y lubricar todos los pernos del motor y tableros
HC	A	E	Revisar botoneras, selectores, parada de emergencia, en terreno
HC	A	E	Pintura de tablero de control y motor , si corresponde
HC	A	E	Engrase rodamientos si corresponde y registrar horómetro.
HC	A	E	Reapriete de anclajes
HC	A	E	Retirar tarjeta de bloqueo, habilitar para puesta en servicio.
HC	A	E	Según horas de funcionamiento, análisis sintomático o indicación del proveedor
HC	A	E	Revisar iluminación local.
HC	A	I	Coordinar con Ingeniería para inhibir acciones del instrumento
HC	A	I	Aislar del proceso Instrumento
HC	A	I	calibrar instrumento utilizando instrumento patrón
HC	A	I	Registrar datos obtenidos
HC	A	I	Normalizar instrumento
HC	A	I	Llenar hoja de calibración
HC	A	I	Adjuntar documentación en OT

<i>HC</i>	T	M	Chequeo de fugas de gas
<i>HC</i>	T	M	Chequeo fugas de aceite
<i>HC</i>	T	M	Chequeo de vibraciones
<i>HC</i>	T	M	Chequeo de ruidos anormales
<i>HC</i>	T	M	Chequeo de estructura por estado de corrosión y de pintura
<i>HC</i>	T	M	Chequeo de estado de aislación
<i>HC</i>	T	M	Chequeo fugas de agua.
<i>HC</i>	T	M	Chequeo bomba lubricación auxiliar
<i>HC</i>	T	M	Chequear parámetros de operación del sistema de refrigeración
<i>HC</i>	T	M	Chequear flujómetro del sistema de refrigeración
<i>HC</i>	T	M	Verificar salida de aceite de sello mecánico
<i>HC</i>	T	M	Verificar nivel de aceite
<i>HC</i>	T	M	Chequear estado de suportación de Dumper de succión y descarga
<i>HC</i>	T	M	Chequear estado de suportación de líneas de succión, descarga y recirculación
<i>HC</i>	T	M	Chequeo de sistema de enfriamiento de aceite por fugas, deterioros, mal funcionamiento, etc.
<i>HC</i>	T	M	Chequear aéreo enfriadores
<i>HC</i>	A	M	Chequeo de fugas de gas
<i>HC</i>	A	M	Chequeo fugas de aceite
<i>HC</i>	A	M	Chequeo de vibraciones
<i>HC</i>	A	M	Chequeo de ruidos anormales
<i>HC</i>	A	M	Chequeo de estructura por estado de corrosión y de pintura

HC	A	M	Chequeo de estado de aislación
HC	A	M	Chequeo fugas de agua.
HC	A	M	Chequeo bomba lubricación auxiliar
HC	A	M	Chequear parámetros de operación del sistema de refrigeración
HC	A	M	Chequear flujómetro del sistema de refrigeración
HC	A	M	Verificar salida de aceite de sello mecánico
HC	A	M	Verificar nivel de aceite
HC	A	M	Chequear estado de suportación de Dumper de succión y descarga
HC	A	M	Chequear estado de suportación de líneas de succión, descarga y recirculación
HC	A	M	Chequeo de sistema de enfriamiento de aceite por fugas, deterioros, mal funcionamiento, etc.
HC	A	M	Chequear aéreo enfriadores
HC	A	M	Inspeccionar acople motor bomba
HC	A	M	Inspeccionar pernos de anclaje y concreto
HC	T	M	Registrar parámetros operacionales del equipo según planilla adjunta
HC	T	M	Evaluar relación de compresión
HC	T	M	Registrar y evaluar temperaturas de válvulas
HC	T	M	Registrar valor de corriente del motor
HC	T	M	Chequear presión de nitrógeno del acumulador
HC	T	M	Revisar estado general del equipo
HC	A	M	Registrar parámetros operacionales del equipo según planilla adjunta
HC	A	M	Evaluar relación de compresión

<i>HC</i>	A	M	Registrar y evaluar temperaturas de válvulas
<i>HC</i>	A	M	Registrar valor de corriente del motor
<i>HC</i>	A	M	Chequear presión de nitrógeno del acumulador
<i>HC</i>	A	M	Revisar estado general del equipo

<i>Equipo</i>	<i>Gama</i>	<i>Ejecutante</i>	<i>Actividades</i>
<i>SWP</i>	M	M	Inspeccionar presión de descarga
<i>SWP</i>	M	M	Chequear ruido anormal
<i>SWP</i>	M	M	Inspección de válvula de alivio
<i>SWP</i>	M	M	Inspección de tubing de refrigeración de prensa estopas
<i>SWP</i>	M	M	Inspección visual (daños/roturas) (mecanismo de acople)
<i>SWP</i>	M	M	Inspección de nivel de aceite
<i>SWP</i>	M	M	Inspeccionar sistema de anclaje (mecanismo de acople)
<i>SWP</i>	M	M	Inspeccionar fugas (aceite-agua)
<i>SWP</i>	T	M	Inspeccionar presión de descarga
<i>SWP</i>	T	M	Chequear ruido anormal
<i>SWP</i>	T	M	Inspección de válvula de alivio
<i>SWP</i>	T	M	Inspección de tubing de refrigeración de prensa estopas.
<i>SWP</i>	T	M	Inspección visual (daños/roturas) (mecanismo de acople)
<i>SWP</i>	T	M	Inspección de nivel de aceite
<i>SWP</i>	T	M	Inspeccionar sistema de anclaje (mecanismo de acople)
<i>SWP</i>	T	M	Inspeccionar fugas (aceite-agua)

<i>SWP</i>	T	M	Inspeccionar pintura (corrosión) (mecanismo de acople)
<i>SWP</i>	T	M	Inspeccionar acople motor / bomba
<i>SWP</i>	T	M	Inspeccionar pernos de anclaje
<i>SWP</i>	T	M	Inspeccionar estado de concreto en zona de anclaje
<i>SWP</i>	S	M	Inspeccionar presión de descarga
<i>SWP</i>	S	M	Chequear ruido anormal
<i>SWP</i>	S	M	Inspección de válvula de alivio
<i>SWP</i>	S	M	Inspección de tubing de refrigeración de prensa estopas.
<i>SWP</i>	S	M	Inspección visual (daños/roturas) (mecanismo de acople)
<i>SWP</i>	S	M	Inspección de nivel de aceite
<i>SWP</i>	S	M	Inspeccionar sistema de anclaje (mecanismo de acople)
<i>SWP</i>	S	M	Inspeccionar fugas (aceite-agua)
<i>SWP</i>	S	M	Inspeccionar pintura (corrosión) (mecanismo de acople)
<i>SWP</i>	S	M	Inspeccionar acople motor / bomba
<i>SWP</i>	S	M	Inspeccionar pernos de anclaje
<i>SWP</i>	S	M	Inspeccionar estado de concreto en zona de anclaje
<i>SWP</i>	S	M	Efectuar engrase (mecanismo de acople)
<i>SWP</i>	S	M	Inspeccionar estado de pintura
<i>SWP</i>	S	M	Desmontar, inspeccionar y mantener válvula de venteo
<i>SWP</i>	A	M	Inspeccionar presión de descarga
<i>SWP</i>	A	M	Chequear ruido anormal
<i>SWP</i>	A	M	Inspección de válvula de alivio

<i>SWP</i>	A	M	Inspección de tubing de refrigeración de prensa estopas.
<i>SWP</i>	A	M	Inspección visual (daños/roturas) (mecanismo de acople)
<i>SWP</i>	A	M	Inspección de nivel de aceite
<i>SWP</i>	A	M	Inspeccionar sistema de anclaje (mecanismo de acople)
<i>SWP</i>	A	M	Inspeccionar fugas (aceite-agua)
<i>SWP</i>	A	M	Inspeccionar pintura (corrosión) (mecanismo de acople)
<i>SWP</i>	A	M	Inspeccionar acople motor / bomba
<i>SWP</i>	A	M	Inspeccionar pernos de anclaje
<i>SWP</i>	A	M	Inspeccionar estado de concreto en zona de anclaje
<i>SWP</i>	A	M	Efectuar engrase (mecanismo de acople)
<i>SWP</i>	A	M	Inspeccionar estado de pintura
<i>SWP</i>	A	M	Desmontar, inspeccionar y mantener válvula de venteo
<i>SWP</i>	A	M	Inspeccionar puertas laterales
<i>SWP</i>	A	E	Inspección externa motor, ventilador, cajas de conexiones, canalización, pintura
<i>SWP</i>	A	E	Inspección externa accesorios, tablero de control, en terreno
<i>SWP</i>	A	E	Inspección funcionamiento del motor (vibraciones, temperatura, amperaje, etc)
<i>SWP</i>	A	E	Si corresponde, des energizar y bloquear, realizar limpieza externa, revisar
<i>SWP</i>	A	E	Estado de sellos, canalización eléctrica, ventilación del motor, retirar bloqueo y
<i>SWP</i>	A	E	Habilitar para puesta en servicio.
<i>SWP</i>	A	E	Dejar fuera de servicio en CCM, des energizar, instalar tarjeta de bloqueo
<i>SWP</i>	A	E	Revisar caja de conexiones (humedad, bornes, terminales, sellos, limpieza)
<i>SWP</i>	A	E	Revisar caja conexiones calefactor (bornes, switch de desconexión, limpieza)

<i>SWP</i>	A	E	Medir aislamiento entre fases y fase a tierra, si valor es menor a 1 M ohm ,
<i>SWP</i>	A	E	Desconectar el motor y medir aislamiento por separado, motor y conductor
<i>SWP</i>	A	E	Medir, resistencia de devanados.
<i>SWP</i>	A	E	Limpieza bornes, lubricar (grasa de silicona) cerrar y sellar
<i>SWP</i>	A	E	Revisar conexión a tierra, medir resistencia de puesta a tierra.
<i>SWP</i>	A	E	Revisar estado general del motor (ventilador, graseras, bancadas, tapas, sellos)
<i>SWP</i>	A	E	Revisar y lubricar todos los pernos del motor y tableros
<i>SWP</i>	A	E	Revisar botoneras, selectores, parada de emergencia, en terreno
<i>SWP</i>	A	E	Pintura de tablero de control y motor , si corresponde
<i>SWP</i>	A	E	Engrase rodamientos si corresponde y registrar horómetro.
<i>SWP</i>	A	E	Reapriete de anclajes
<i>SWP</i>	A	E	Retirar tarjeta de bloqueo, habilitar para puesta en servicio.
<i>SWP</i>	A	E	Según horas de funcionamiento, análisis sintomático o indicación del proveedor
<i>SWP</i>	5-A	E	Retiro de motor para overhaul
<i>SWP</i>	M	M	Chequear vibración anormal
<i>SWP</i>	M	M	Inspecciona parámetros operacionales (motor / bomba)
<i>SWP</i>	T	M	Chequear vibración anormal
<i>SWP</i>	T	M	Inspecciona parámetros operacionales (motor / bomba)
<i>SWP</i>	T	M	Toma muestra de aceite
<i>SWP</i>	T	M	Recopilar parámetros operacionales y verificar con curva de equipo
<i>SWP</i>	T	M	Toma de vibraciones en equipo
<i>SWP</i>	S	M	Chequear vibración anormal

<i>SWP</i>	S	M	Inspecciona parámetros operacionales (motor / bomba)
<i>SWP</i>	S	M	Toma muestra de aceite
<i>SWP</i>	S	M	Recopilar parámetros operacionales y verificar con curva de equipo
<i>SWP</i>	S	M	Toma de vibraciones en equipo
<i>SWP</i>	S	M	Inspeccionar alineamientos de acoples
<i>SWP</i>	A	M	Chequear vibración anormal
<i>SWP</i>	A	M	Inspecciona parámetros operacionales (motor / bomba)
<i>SWP</i>	A	M	Toma muestra de aceite
<i>SWP</i>	A	M	Recopilar parámetros operacionales y verificar con curva de equipo
<i>SWP</i>	A	M	Toma de vibraciones en equipo
<i>SWP</i>	A	M	Inspeccionar alineamientos de acoples
<i>SWP</i>	A	M	Cambio de aceite
<i>SWP</i>	A	M	Verificar repuestos en bodega
<i>SWP</i>	A	M	Inspeccionar pernos de anclaje por ultrasonido
<i>SWP</i>	A	M	Prueba de sistemas de seguridad

ANEXO 3

Ejemplo de informe de análisis de aceite del compresor de descarga 300-K-102

SGS

VERNOLAB

<http://vernolab-tech.fr.sgs.com>



GNL Quintero S.A.
Mr SERGIO HERNANDEZ
Avda. Apoquindo N° 3500, Of. 602
Las Condes
Santiago
12345 SANTIAGO
CHILI

Nombre Empresa :
Internet Login : GNLQUINT

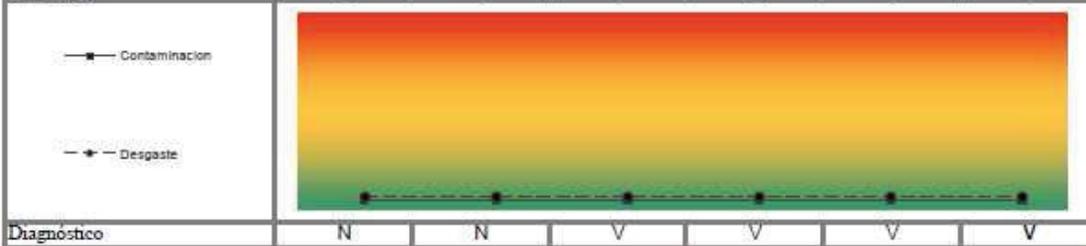
EQUIPO
Número de control : 00615735
Código componente : BHY
Descripción maquina : COMPRESOR SIEMENS
Descripción componente : SISTEMA LUBRICACION
Número de flota : 300-K-102
Número de registro : QUINTERO

MUESTRA
Número de muestra : CH29679
Fecha de muestreo : 27/04/2016
Fecha de recepción : 16/05/2016
Aceite utilizado : SHELL TURBO CC 46
Equipo (km/hr) : 3222
Lubricante (km/hr) : 755 Rellenos (l) : 0

CONTACTOS:

Diagnosticador: Soledad Rodriguez Teléfono : 56 2 25356090-A.155	Administración : Hugo Rodriguez Teléfono : 56 2 25356090-A.155	Comercial: Carlos Martínez Teléfono : 56 2 25352878-A.151
---	---	--

Número de muestra	CH20217	CH27907	CH49740	CH049555	CH002915	CH29679
Fecha de muestreo	10/07/2014	12/11/2014	13/03/2015	14/07/2015	17/11/2015	27/04/2016
Equipos (Km-h)	2310	2467	1668	2914	3026	3222
Lubricante (km/hr)	2310	2467	201	447	559	755
Rellenos (l)	0	0	0	0	0	0



Diagnóstico Verde 18/05/2016

El aceite presenta buenas condiciones fisico-químicas. Niveles de desgaste, Viscosidad y TAN dentro de rangos adecuados. No se observa presencia de contaminantes (Polvo ambiental/Agua). Se recomienda enviar nueva muestra de aceite de acuerdo al programa preestablecido. Código de limpieza dentro de rangos aceptables para este tipo de componente.

RESULTADOS						
Número de orden	5	6	7	8	9	10
Número Muestra	CH20217	CH27907	CH49740	CH049555	CH002915	CH29679
Secuencia	RDF+TAN-ISCH	RDF+TAN-ISCH	RDF+TAN-ISCH	RDF+TAN-ISCH	RDF+TAN-ISCH	RDF+TAN-ISCH
Fecha de muestreo	10/07/2014	12/11/2014	13/03/2015	14/07/2015	17/11/2015	27/04/2016
Recibido el	21/07/2014	24/11/2014	25/03/2015	28/07/2015	24/11/2015	16/05/2016
Fecha de Diagnóstico	26/07/2014	03/12/2014	29/03/2015	30/07/2015	26/11/2015	18/05/2016
Equipo (Km-h)	2310	2467	1668	2914	3026	3222
Lubricante (km/hr)	2310	2467	201	447	559	755
Rellenos (l)	0	0	0	0	0	0
Viscosidad 40°C ASTM D7279						
Viscosidad 40°C cSt(mm2/s)	49.3	48.9	48.2	48.7	48.2	48.5
CONTENIDO DE AGUA						
Contenido de agua %	0	0	0	0	0	0.0
Espectrometría ASTM D5185						
Fósforo (P) ppm	28	25	55	34	45	51
Zinc (Zn) ppm	5	5	1	1	1	3
Calcio (Ca) ppm	0	2	0	0	0	3
Bario (Ba) ppm	0	0	0	0	0	0
Magnesio (Mg) ppm	0	1	0	0	0	2
Aluminio (Al) ppm	0	2	0	0	0	1
Hierro (Fe) ppm	0	4	0	0	0	0
Cromo (Cr) ppm	0	0	0	0	0	0
Molibdeno (Mo) ppm	0	1	4	1	0	4
Cobre (Cu) ppm	0	0	0	0	0	0
Plomo (Pb) ppm	0	1	0	0	0	7
Estaño (Sn) ppm	0	0	1	0	0	0
Silicio (Si) ppm	0	2	0	0	0	1
Sodio (Na) ppm	9	11	1	1	1	1
Boro (B) ppm	0	0	0	0	0	0
Vanadio (V) ppm	0	0	0	0	1	0
Níquel (Ni) ppm	0	0	0	0	0	0
Plata (Ag) ppm	0	0	0	0	0	0
Titanio (Ti) ppm	0	1	0	0	0	0
Potasio (K) ppm	0	1	0	0	1	0
TAN ASTM D664						
TAN mgKOH/g	0.23	0.34	0.39	0.28	0.32	0.36
Conteo de partículas						
N de part >4µm	5423	17964	287	1137	323	163
N° de part >8µm	1919	5083	142	742	76	51
N° de part >14µm	70	83	9	2	14	5
Código ISO 4406	20/18/13	21/20/14	15/14/10	17/17/8	16/13/11	15/13/9
Diagnóstico	N	N	V	V	V	V

ANEXO 4

FMEA EQUIPOS GNLQ

		Failure Mode and Effects Analysis - FMEA				
Subsystem 1: Ship Unloading Facility						
Reference: 157229-000-PR-PF-0001=1		Date: 25.06.2014		Revision: 0		
Components	Failure Modes/ Causes	Failure Mode Frequency (year)	Failure Mode Repair Time - A (L)	Effects	Comments	
Unloading system, including LNG Unloading Arm (100-L-101A/B/C - 3x50%), Hybrid Arm (100-L-102) and Vapor Return Arm (100-L-103) <i>(The hybrid arm can work as spare for both unloading arms and vapor return arm)</i>	Arm failure	- 54 events in one year for the 5 arms	1 to 5 days (2 days, average)	- Unloading delay	O1) It has been occurring some failures on unloading system but these failures don't lead to unavailability, but can lead to ship unloading delays and increasing costs. R1) Perform preventive maintenance and tests before docking of the ships at berth to prevent failures during the unloading of LNG to storage tanks.	
	Fenders	1 event in 10 years per fender	14 days	- Unloading delay.		
	Communication failure (ship to shore link)	35 to 40 events in the life cycle	Up to 1 day	- Unloading delay.		
	Control system (2 spares for arm control and 1 in operation)	1 event in two berths in 1.5 year	5 minutes	- Unloading delay.		
	Electrical system	2 event / 5 years	12 h	- Unloading delay.		
	LNG or NG pipe failure	MTTF= 359 years WOAD Statistical Report 1998 Page 2.3	1 to 6 months	- Jetty Unavailability		



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 1: Ship Unloading Facility

Reference: 157229-000-PR-PF-0001=1

Date: 25.06.2014

Revision: 0

<i>Components</i>	<i>Failure Modes/ Causes</i>	<i>Failure Mode Frequency (year)</i>	<i>Failure Mode Repair Time - A (L)</i>	<i>Effects</i>	<i>Comments</i>
	XZV Valves	2 events/year	1 day	- Unloading delay.	
	Gangway	2 event/ 5 years	4 h – 24h	- Unloading delay.	
	NDMO	1 event / 5 years	1 to 7 days	- Berthing delay.	
	Weather conditions	70 events / year	Total unavailable time: 1728h of the 2013 year. Thus, an average 24h/event. Min: 2h, Max:157h	- Berthing/Unloading delay	O2) It is not possible to unload ship in case of bad weather conditions. In case of large delays that last more than 4 days, it's possible to impact the exportation. O3) For 10MM, an average 40 ships/year unloading. For 15 MM, 60 ships/year. The average unloading time is 24h.
Jetty Knockout Drum (100-V-101)	Instrumentation failure - Level	Abnormal instrument reading MTTF= 8.15 years OREDA 2009 page 377	2h	- Unloading delay	
	Critical failure	MTTF = 200 years (DNV GL & GNLQ Estimative)	4 to 6 months.	- Unloading delay	



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 2: LNG Storage and LP Send-out

Reference: 157229-000-PR-PF-0002=1

Date: 25.06.2014

Revision:0

Components	Failure Modes/ Causes	Failure Mode Frequency (/year)	Failure Mode Repair Time - A (L)	Effects	Comments
Early Gas Storage Tank (200-T-301)	LNG leakage on the top of the tank (Brittlement carbon steel)	1/100 years	1 year	No impact in send-out	O4) Early Gas Storage Tank operates only for additional storage with the capacity of 10.000 M3.
In-Tank Pumps (300-P-101 A/B/C, 201 A/B/C) - 6x33%	Short repair	2 events in 6 pumps /year	6 to 8 h	Loss of redundancy / reliability. Impact if there are 4 or more failures	R2) Use the early gas in tank pumps as spare for other LP pumps to increase the send-out availability of LNG. O5) It is possible to keep 10MM send-out with the 200-T-301 for 12h if it is full.
	Large repair	1 event in 6 pumps / 5 years	- 12 hrs to inertizate - 15 hrs to replace pump - 70 to repair - 12 to install - 15 to start source: GIIGNL	Loss of redundancy / reliability. Impact if there are 4 or more failures	
	Electrical failure - cables	2 events in 6 pumps / year	8h	Loss of redundancy / reliability. Impact if there are 4 or more failures	
	Motor failure	1 event / 6 years (GNLQ estimative)	- 12 hrs to inertizate - 15 hrs to replace pump - 72 to repair - 12 to install	Loss of redundancy / reliability. Impact if there are 4 or more failures	



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 2: LNG Storage and LP Send-out

Reference: 157229-000-PR-PF-0002=1

Date: 25.06.2014

Revision:0

Components	Failure Modes/ Causes	Failure Mode Frequency (year)	Failure Mode Repair Time - A (L)	Effects	Comments
			- 15 to start		
LNG Storage Tank (200-T-101/201) -2 x 160.000 m3	Loss of insulation - perflite	1/30 years (estimative)		No impact in send-out	
	LNG leakage on the top of the tank (Brittlement carbon steel)	1/100 years (estimative)	1 year	Loss of redundancy / reliability	R3) Inspect all flanges at the top of the LNG Storage tanks in case of an earthquake to detect possible damages (FMEA 2011/2014).
	High Level control failure	1 event in 4 sensors / 5 years	1 to 2 h	LNG ring closure	O6) Low level control failure occurred in T-301 and there are 2 sensors per tank in voting system. Failure in both sensors causes LNG ring closure. O7) High level control failure 2 out of 3 sensors per tank. Failure in both sensors causes LNG ring closure.
	Low level control failure	1 event in 4 sensors / 5 years	1 to 2 h	LNG ring closure	O6) Low level control failure occurred in T-301 and there are 2 sensors per tank in voting system. Failure in both sensors causes LNG ring closure.



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 2: LNG Storage and LP Send-out

Reference: 157229-000-PR-PF-0002=1

Date: 25.06.2014

Revision:0

Components	Failure Modes/ Causes	Failure Mode Frequency (year)	Failure Mode Repair Time - A (L)	Effects	Comments
Flare K.O Drum (400-V-101)	Short repair - Operational failure	Abnormal instrument reading MTTF= 8.15 years OREDA 2009 page 377	2h	- Total unavailability of the system.	O8) No failure observed in the Flare KO Drum in the last 6 years. O9) Visual inspections are performed in Flare KO Drum monthly, each 6 months and yearly.
	Large repair - Operational. Instrumentation and mechanical failure	1/500 years (estimative)	3 to 6 months	- Total unavailability of the system.	O8) No failure observed in the Flare KO Drum in the last 6 years. O9) Visual inspections are performed in Flare KO Drum monthly, each 6 months and yearly.
Flare System	Short repair	1/5 years	8h	No impact in send-out	O10) The Flare System (stack) is considered non-critical due to possibility venting the inventory (tank venting system).
	Large repair	1/500 years	1 year	No impact in send-out	O11) The frequency of failure of Flare System was calculated considering the association between operational failures of the Flare System and the failure of the SIS (SIL 2 - RRF - 100). (FMEA 2011/2014)



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 3: Boil off gas compressor

Reference: 157229-000-PR-PF-0003=1

Date: 25.06.2014

Revision:0

Components	Failure Modes/ Causes	Failure Mode Frequency (/year)	Failure Mode Repair Time - A (L)	Effects	Comments
BOG Compressor KO Drum (300-V-102)	Short Repair - Operation failure	1 / 5 years	4 h	No impact in send-out (Flaring/Venting)	O12) Studies were performed and it is possible to flare in case of failure in BOG system. R4) Perform a study to evaluate the venting scenario to quantify when to communicate with the local regulatory agency.
	Large Repair	1 / 5 years	3 to 7 days	No impact in send-out (Flaring/Venting)	O13) No failure observed in the BOG Compressor KO Drum in the last 6 years.
	Critical failure	MTTF = 200 years (DNV Estimative)	3 to 6 months	No impact in send-out (Flaring/Venting)	
Holding Compressors (300-K-101 A/B) - 2x100% Units	Short repair (cooling system and lubricating system)	2 events in 2 compressors / year	4 to 6 h	No impact in send-out (Flaring/Venting)	O14) If the holding compressor is down, the unloading compressor can be used for its function.
	Large repair	1 / 4 years per compressor	4 to 7 days	No impact in send-out (Flaring/Venting)	
	Instrumentation failure (vibration)	1 event in 2 compressors / 4 years	4 to 6 h	No impact in send-out (Flaring/Venting)	
Unloading compressor	Critical failure	1 event / 5 years	7 to 15 days	No impact in send-out (Flaring/Venting)	



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 3: Boil off gas compressor

Reference: 157229-000-PR-PF-0003=1

Date: 25.06.2014

Revision:0

<i>Components</i>	<i>Failure Modes/ Causes</i>	<i>Failure Mode Frequency (/year)</i>	<i>Failure Mode Repair Time - A (L)</i>	<i>Effects</i>	<i>Comments</i>
(300-K-102)					
Pipeline Compressor (including the coolers) (300-K-103)	Critical failure	1 event / 4 years	1 to 12 months	No impact in send-out (Flaring/Venting)	



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 4: Recondenser and HP Send-outs

Reference: 157229-000-PR-PF-0004=1

Date: 25.06.2014

Revision:0

Components	Failure Modes/ Causes	Failure Mode Frequency (year)	Failure Mode Repair Time - A (L)	Effects	Comments
BOG Condenser (300-V-101)	Short Repair - Instrumentation failure (level or pressure)	1 / 2 years	1 to 4 h	System Unavailability.	R5) Provide by-pass for BOG condenser or change operating logic (update all related procedures) prior to 15 MM operation starts. In such cases, it will be possible to by pass the Recondenser, sending gas to flare keeping the send-out rate. O15) If it is possible to implement a logic by-pass in the BOG Condenser, the associated function is restored in minutes. O16) For implementing a physical by-pass is estimated 7 days without send-out.
	Large Repair	1 / 20 years	3-7-15 days	System Unavailability	
HP Send-out Pumps (300-P-102 A/B/C/D/E) - 5x33%	Short repair	1 / year per pump	8 to 48 hrs	Loss of redundancy / reliability. Send-out reduction in case of 3 or more failures simultaneously	
	Large repair	MTTF=5.28 years OREDA 2002, p.180	- 48 hrs to inertizate - 36 h to dismount - 120 to repair - 24 to install - 24 to start	Loss of redundancy / reliability. Send-out reduction in case of 3 or more failures simultaneously	O17) There is no failure reported for HP Send-out Pumps after (2 pumps x 5 years) 87,600h operation hours.



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 5: Vaporizers

Reference: 157229-000-PR-PF-0005=1

Date: 25.06.2014

Revision:0

<i>Components</i>	<i>Failure Modes/ Causes</i>	<i>Failure Mode Frequency (year)</i>	<i>Failure Mode Repair Time - A (L)</i>	<i>Effects</i>	<i>Comments</i>
Open Rack Vaporizers (ORV) (300-E-102 A/B/C) - 3x33%	Short repair	2 events / year per ORV	8h	Loss of redundancy / reliability	O18) ORVs are stopped twice a year for cleaning marine life.
	Sea water pipeline return rupture	1 / 5 years	8h	Loss of redundancy / reliability	O19) Provide better support to the sea water return pipeline (from ORVs).
	Large repair (coating in all sections compromised)	1 / 5 years per ORV	30 days	Loss of redundancy / reliability	
	Sea water Pipeline inlet rupture	1 / 100 years	7 days	Loss of redundancy / reliability	
Submerged Combustion Vaporizer (300-E-103) - 1x33% Unit	Short repair	2 / year	4 h – 10h	Loss of redundancy / reliability	
	Large repair	1/5 years	5 to 20 days	Loss of redundancy / reliability	O20) The failure rate for SCV was calculated considering 1 failure in 2,000 operation hours and 500 operation hours/year.
Fuel Gas Heater (400-H-101)	Large repair	1/5 years	1 to 2 days	Stop of SCV. Loss of redundancy / reliability	O21) The time to repair of Fuel Gas Heater has been calculated considering spare parts available.



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 5: Vaporizers

Reference: 157229-000-PR-PF-0005=1

Date: 25.06.2014

Revision:0

Components	Failure Modes/ Causes	Failure Mode Frequency (year)	Failure Mode Repair Time - A (L)	Effects	Comments
Gas Metering Package (300-X-104 - 3x50%)	Small gas leakage in flange	MTTF=5 years for 20 flanges (DNV GL Estimative)		No impact in send-out	O22) Gas send-out will not stop in case of failure of the gas metering package. O23) The repair for small gas leakage in flanges may be performed in operation.
	Large gas leakage in flange	MTTF=50 years for 20 flanges (DNV GL Estimative)	5 days	No impact in send-out	O22) Gas send-out will not stop in case of failure of the gas metering package.
Exportation valves (XZV-03018 / 3026)	Short repair	1 event / 4 year per valve	2 to 4 hrs	Unavailability	
	Large repair - valve replacement	1/10 years per valve	6 months (if no spare valves) 2 to 4 days (with spare valve)	Unavailability	O24) Supports for both valves are bought to be installed. Thus, the failure frequency is estimated to be 1 every 10 years per valve. R6) Evaluate the need of having a spare exportation valve in warehouse.
Pipeline (1Km)	Hole	MTTF= 43462 years/Km EGIG 2011	2 to 14 days	Unavailability	
	Rupture	MTTF= 86926 years/Km EGIG 2011	3 to 6 months	Unavailability	



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 6: Fuel Gas System

Reference: 157229-400-PR-PY-0004

Date: 26.06.2014

Revision:0

<i>Components</i>	<i>Failure Modes/ Causes</i>	<i>Failure Mode Frequency (year)</i>	<i>Failure Mode Repair Time - A (L)</i>	<i>Effects</i>	<i>Comments</i>
Analyzed in Submerged Combustion Vaporizer (Subsystem 5)					



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 7: Instrument Air - Utilities

Reference: 9701 2154 01-1

Date: 26.06.2014

Revision:0

<i>Components</i>	<i>Failure Modes/ Causes</i>	<i>Failure Mode Frequency (year)</i>	<i>Failure Mode Repair Time - A (L)</i>	<i>Effects</i>	<i>Comments</i>
Air compressor package (400-X-101)				No impact in send-out	
Air Compressors (400-K-101A/B - 2x100%)	Short failure	2 events / year per compressor	4 to 6 h	Loss of redundancy / reliability	O25) It is possible to use the nitrogen system as a backup of the instrument air system.
	Critical	1 event / 5 years per compressor	7 days	Loss of redundancy / reliability	O26) In case of failure of the both air compressors, it is considered as a possibility to rent a compressor and the total time for this operation is 2 days.
Air dryer A/B (400-K-101A/B-Z01-2x100%)	Short failure	1 / 6 months per air dryer	4 to 6 h	Loss of redundancy / reliability	O27) It is possible to connect both air dryers with each compressor.
	Large failure	1 event in 2 air dryers / 5 years	3 days	Loss of redundancy / reliability	R7) Provide spare in warehouse to the air dryers cycling valves (XV-04791). O28) The reported failure was driven by human error. Therefore, there is a procedure for this activity, besides all personnel are supposed to be trained for this torque activity.



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 7: Instrument Air - Utilities

Reference: 9701 2154 01-1

Date: 26.06.2014

Revision:0

Components	Failure Modes/ Causes	Failure Mode Frequency (/year)	Failure Mode Repair Time - A (L)	Effects	Comments
Air receiver (400-K-101-V01/02 – 2x100%)	Critical	MTTF= 20.2 years OREDA 2009 page 390	15 days (4h to enable N2 System in case of failure in 400-K-101-V02)	Unavailability in case of failure of both.	<p>R8) Review P&ID 157229-400-PR-PY-0008 X3 to reflect as built design regarding the nitrogen system as a backup (check and manual valves added).</p> <p>O29) Currently, the air receivers can supply instrument air for up to 15 minutes in case of failure of the air compressors and nitrogen backup.</p> <p>R9) Assure flexible line for by-passing the air receivers in the warehouse.</p> <p>O30) If flexible line is available in warehouse, it is possible to by-pass the air receivers in 4 hours.</p>



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 8: Nitrogen - Utilities

Reference:

Date: 26.06.2014

Revision:0

Components	Failure Modes/ Causes	Failure Mode Frequency (year)	Failure Mode Repair Time - A (L)	Effects	Comments
Nitrogen System	Short Repair (small leakages in flanges)	4 events / year	3 h	Loss of redundancy / reliability	O31) There is no operational need to stop nitrogen system in case of flange leakage. However, typically the associated equipment is stopped due to safety reasons.
Nitrogen Tank (2x100%)	Large Repair	1 event in 2 tanks / 5 years	7 days	Loss of redundancy / reliability	O32) One failure observed in the nitrogen tank inlet valve due to third part operation (supplier).
	Critical Failure	MTTF=100 years (DNV GL Estimative)	6 months	Loss of redundancy / reliability	O33) The repair time of 6 months for Nitrogen Tank is associated to rupture or catastrophic failure.
Nitrogen Vaporizers (2x100%, per tank)	Critical Failure	MTTF=50 years (DNV GL Estimative)	2 to 3 month	Loss of redundancy / reliability	O34) The repair time of 2 to 3 months for Nitrogen vaporizers is associated to catastrophic failure (replacement).
Electric Heaters				No impact in send-out	



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 9: Potable Water - Utilities

Reference:

Date: 26.06.2014

Revision:0

Components	Failure Modes/ Causes	Failure Mode Frequency (year)	Failure Mode Repair Time - A (L)	Effects	Comments
No impact.					

		Failure Mode and Effects Analysis - FMEA				
Subsystem 10: Service Water - Utilities						
Reference:		Date: 26.06.2014		Revision:0		
Components	Failure Modes/ Causes	Failure Mode Frequency (year)	Failure Mode Repair Time - A (L)	Effects	Comments	
No impact						

		Failure Mode and Effects Analysis - FMEA				
Subsystem 11: Fire Water System - Utilities						
Reference: 157229-600-HSSE-PI-0001/0023		Date: 26.06.2014		Revision:0		
Components	Failure Modes/ Causes	Failure Mode Frequency (year)	Failure Mode Repair Time - A (L)	Effects	Comments	
No impact						
Fire water pumps	There is no single failure point. The necessary combination is very unlikely that will be considered in the model by data bank.			Unsafer condition	O35) Operating procedure considers what to do in case of unavailability of the Firewater System (Crisis Committee). R10) Evaluate installing an independent diesel firewater system (pump) in the jetty.	
Fire Water ring	Rupture	MTTF=100 years (DNV GL Estimative)	1 h	Unsafer condition	O36) In case of failure in the Firewater Ring actions will be driven based on the assessment of the overall scenario/conditions. Therefore, there is no immediate impact in send-out. O37) The time to isolate the firewater ring section affected by a rupture is estimated to be 1h.	



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 12: Sea Water System

Reference: 157229-400-HSSE-PI-0001/0013

Date: 26.06.2014

Revision:0

Components	Failure Modes/ Causes	Failure Mode Frequency (/year)	Failure Mode Repair Time - A (L)	Effects	Comments
Sea water lift pumps (400-P-101A/B/C/D - 4x33%)	Spurious failure	2 events in 3 pumps / 5 years	2 to 4h	Loss of redundancy / reliability	O38) In case of failure of 2 out of 4 sea water pumps, there will be an immediate stop in send-out and after 2h the terminal will restart sending-out 10MM using ORV. An additional 5MM assuming SCV is operative.
	Vibration	1 / 4 years per pump	10 to 12 days	Loss of redundancy / reliability	
Sea water lift pumps Recycle Valves (4x33%)	Short Repair	2 events in 3 valves / year	1 h	Loss of redundancy / reliability	
	Large Repair	1 event in 3 valves / 5 years	2 to 3 days	Loss of redundancy / reliability	
GRE Pipe	Rupture	1 / 100 years	6 days	Stop all ORV. Unavailability	O39) In case of failure of the GRE main line all ORVs are stopped.
Level sensors (sea water basin) (2oo3 voting)	Short Failure	Abnormal instrument reading MTTF= 8.15 years OREDA 2009 page 377	30 min	Stopping the sea water pumps	O40) There were 3 spurious high level indication in one sea water basin level sensor but only low level trips the sea water pumps. O41) In case of both ORV stop, the SCV takes 30 minutes to start and can only vaporize 5Mm3/d. O42) After starting the sea water pumps, ORV needs 30 minutes to start.



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 12: Sea Water System

Reference: 157229-400-HSSE-PI-0001/0013

Date: 26.06.2014

Revision:0

<i>Components</i>	<i>Failure Modes/ Causes</i>	<i>Failure Mode Frequency (year)</i>	<i>Failure Mode Repair Time - A (L)</i>	<i>Effects</i>	<i>Comments</i>
Sea water Filter (2x100%)	Clogged	MTTF= 11.53 years OREDA 1992 page 513	4 to 6 hrs	No impact in send-out	
Sea Water basin	Marine life or excess of chlorine	1 / 10 years	24 hrs	No impact in send-out	
Inlet Sea Water HDPE pipe	Clogging	1 / 100 years	15 days	Stopping the pumps	O43) Preventive activities are performed in order to prevent clogging in inlet Sea water HDPE pipe.
	Rupture	1 / 50 years	15 to 30 days	Stopping the pumps	O44) In case of rupture in the inlet/outlet sea water HDPE pipe, the time to restore operation is 15 to 30 days, but up to 3 months to replace the whole pipe.. O45) Possible causes for Sea Water HDPE pipe rupture: - Bad weather conditions - Drop anchors - Earthquake
Return Sea Water HDPE pipe	Clogging	1 / 100 years	15 days	Stopping the pumps	R11) Perform preventive activities in order to prevent clogging in outlet Sea water HDPE pipe.



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 12: Sea Water System

Reference: 157229-400-HSSE-PI-0001/0013

Date: 26.06.2014

Revision:0

<i>Components</i>	<i>Failure Modes/ Causes</i>	<i>Failure Mode Frequency (year)</i>	<i>Failure Mode Repair Time - A (L)</i>	<i>Effects</i>	<i>Comments</i>
	Rupture	1 / 50 years	15 to 30 days	Stopping the pumps	<p>O44) In case of rupture in the inlet/outlet sea water HDPE pipe, the time to restore operation is 15 to 30 days, but up to 3 months to replace the whole pipe..</p> <p>O45)Possible causes for Sea Water HDPE pipe rupture:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Bad weather conditions - Drop anchors - Earthquake



Failure Mode and Effects Analysis - FMEA



Subsystem 14: Truck Loading Facility

Reference: GNLQ Experience.

Date: 26.06.2014

Revision:0

<i>Components</i>	<i>Failure Modes/ Causes</i>	<i>Failure Mode Frequency (year)</i>	<i>Failure Mode Repair Time - A (L)</i>	<i>Effects</i>	<i>Comments</i>
Feed valve (XZV-03350)	Spurious trips	1 / 5 years	2 h	Stop truck loading	O46) Truck loading is stopped in case of firewater system is unavailable. O47) Truck loading facility had 7 spurious trips in 5 months (2014) with approximately 3 hours per trip (23h total).
Control System	Spurious trips	2 / year	5 h	Stop truck loading	
PQS System (4x25%, one per bay)	Critical failure	1 event in 4 bays / year	24 to 48h	Stop truck loading in the affected bay	O48) Truck loading is stopped in case of PQS system is unavailable.

ANEXO 5

REABILITY DATA EQUIPOS GNLQ

Equipment	Tag No.	Arrangement (15 MMm ³ /d)	Failure Mode Description	FMEA Workshop - 2011			FMEA GNLQ Review 2011			FMEA Workshop - 2014				Data Source and Comments (2014)
				MTTF (years)	MTTR (hours)		MTTF (years)	MTTR (hours)		MTTF (years)	MTTR (hours)			
					Min	Max		Min	Max		Min	Med	Max	
LNG Unloading Arm	100-L-101A/B/C	4x33%	Arm Failure	0.09	72	168				0.09	24.0	48.0	120.0	FMEA-2014
LNG Unloading Arm	100-L-101A/B/C		XZV Valves	0.50	24	48				0.50		24.0		FMEA-2014
LNG Hybrid Arm	100-L-102		Arm Failure	0.09	72	168				0.09	24.0	48.0	120.0	FMEA-2014
LNG Hybrid Arm	100-L-102		XZV Valves	0.50	24	48				0.50		24.0		FMEA-2014
Fenders		4x33%	Fenders	7.00	336					10.00		336.0		FMEA-2014
Communication System		1x100%	Communication failure	0.03 - 0.04	2					0.63		24.0		FMEA-2014
Control System		1x100%	Control Failure	3.00	2		1.50	2		3.00		0.1		FMEA-2014
Electrical System		1x100%	Electrical Failure	0.25	2		0.50			2.50		12.0		FMEA-2014
GLN or GN pipe		1x100%	LNG or GN pipe failure	359.70	720	4320				359.00	730.0		4380.0	MTTF: WOAD Statistical Report 1998 Page 2.3 and MTTR: FMEA-2014
Gangway		1x100%	Gangway	5.00	24					2.50	4.0		24.0	FMEA-2014
NDMO		1x100%	NDMO	10.00	24	168	0.67	24	48	5.00	24.0		168.0	MTTF and MTTR: FMEA-2014
Weather conditions		1x100%	Weather conditions (all occurrences)	0.10 - 0.20	24	168				0.01	2.0	24.0	157.0	FMEA-2014. Informative only. Not modelled.
Weather conditions		1x100%	Weather conditions lasting more than 96h	-	-	-	-	-	-	0.42		156		Jetty Unavailability records: 2009-Jun/2014
Jetty Knockout Drum	100-V-101	1x100%	Instrumentation failure - Level	8.15	1			2		8.15		2.0		MTTF: OREDA 2009 page 377
Jetty Knockout Drum	100-V-101		Critical failure	200.00	720	4320				200.00	2920.0		4380.0	MTTF: estimative
Vapor Return Arm	100-L-103	2x100%	Arm Failure	0.09	72	168				0.09	24.0	48.0	120.0	FMEA-2014
Vapor Return Arm	100-L-103		XZV Valves	0.50	24	48				0.50		24.0		FMEA-2014
LNG Hybrid Arm	100-L-102		Arm Failure	0.09	72	168				0.09	24.0	48.0	120.0	FMEA-2014
LNG Hybrid Arm	100-L-102		XZV Valves	0.50	24	48				0.50		24.0		FMEA-2014
LNG Storage Tank	200-T-101/201	2x100%	Loss of insulation - perlite	25.00	8760					30.00				FMEA-2014 - no impact in send-out
LNG Storage Tank	200-T-101/201		LNG leakage (on the top)	-	-	-	-	-	-	100.00		8760.0		FMEA-2014
LNG Storage Tank	200-T-101/201		High Level control failure (2 out of 3 voting)	-	-	-	-	-	-	20.00	1.0		2.0	FMEA-2014
LNG Storage Tank	200-T-101/201		Low level control failure (1 out of 2 voting)	-	-	-	-	-	-	20.00	1.0		2.0	FMEA-2014
In-Tank Pump	300-P-101 A/B/C	6x33% for tanks 200-T-101/201 & 2x33% for tank 200-T-301.	Short repair	1.00	6	8				3.00	6.0		8.0	FMEA-2014
In-Tank Pump	300-P-101 A/B/C		Large repair	6.00	126					30.00		124.0		FMEA-2014
In-Tank Pump	300-P-101 A/B/C		Electrical failure - cables	0.50	1				124		3.00		8.0	FMEA-2014
In-Tank Pump	300-P-101 A/B/C		Motor failure	6.00	124					6.00		126.0		FMEA-2014
In-Tank Pump	300-P-201 A/B/C		Short repair	1.00	6	8				3.00	6.0		8.0	FMEA-2014
In-Tank Pump	300-P-201 A/B/C		Large repair	6.00	126					30.00		124.0		FMEA-2014
In-Tank Pump	300-P-201 A/B/C		Electrical failure - cables	0.50	1				124		3.00		8.0	FMEA-2014
In-Tank Pump	300-P-201 A/B/C		Motor failure	6.00	124					6.00		126.0		FMEA-2014
In-Tank Pump	300-P-301 A/B		Short repair	1.00	6	8				3.00	6.0		8.0	FMEA-2014
In-Tank Pump	300-P-301 A/B		Large repair	6.00	126					30.00		124.0		FMEA-2014
In-Tank Pump	300-P-301 A/B		Electrical failure - cables	0.50	1				124		3.00		8.0	FMEA-2014
In-Tank Pump	300-P-301 A/B		Motor failure	6.00	124					6.00		126.0		FMEA-2014

Equipment	Tag No.	Arrangement (15 MMm ³ /d)	Failure Mode Description	FMEA Workshop - 2011			FMEA GNLO Review 2011			FMEA Workshop - 2014				Data Source and Comments (2014)
				MTTF (years)	MTTR (hours)		MTTF (years)	MTTR (hours)		MTTF (years)	MTTR (hours)			
					Min	Max		Min	Max		Min	Med	Max	
LNG Storage Tank (Early gas)	200-T-301	1x100%	LNG leakage (on the top)	100.00	8760					100.00				FMEA-2014 - no impact in send-out
Flare K.O Drum	400-V-101	1x100%	Short repair - Operational failure	5.00	8	24				8.15		2.0		OREDA 2009 page 377
Flare K.O Drum	400-V-101		Large repair	500.00	2160	4320				500.00	2190.0		4380.0	FMEA-2014
Flare System	400-X-106	1x100%	Short repair	500.00	2160	4320	No Impact	No Impact	No Impact	5.00		8.0		FMEA-2014 - no impact in send-out
Flare System	400-X-106		Large repair	5.00	8	24		3		500.00		8760.0		FMEA-2014 - no impact in send-out
BOG Compressor KO Drum	300-V-102	1x100%	Short repair - Operational failure	3.00 – 5.00	72	168				5.00		4.0		FMEA-2014
BOG Compressor KO Drum	300-V-102		Large repair	5.00	4					5.00	72.0		168.0	FMEA-2014
BOG Compressor KO Drum	300-V-102		Critical failure	39.50	720	4320				200.00	2190.0		4380.0	DNV GL Estimative
Holding Compressor	300-K-101 A/B	2x100%	Short repair (cooling system and lubricating system)	1.00	4	6				1.00	4.0		6.0	FMEA-2014 - no impact in send-out (flaring/venting)
Holding Compressor	300-K-101 A/B		Large repair	1.00	96	168				4.00	96.0		168.0	FMEA-2014 - no impact in send-out (flaring/venting)
Holding Compressor	300-K-101 A/B		Instrumentation failure (vibration)	3.00	96	168				8.00	4.0		6.0	FMEA-2014 - no impact in send-out (flaring/venting)
Unloading compressor	300-K-102	1x100%	Critical failure	8.00	96	168				5.00	168.0		360.0	FMEA-2014 - no impact in send-out (flaring/venting)
Pipeline Compressor	300-K-103	1x100%	Critical failure	20.00	96	168				4.00	730.0		8760.0	FMEA-2014 - no impact in send-out (flaring/venting)
BOG Recondenser	300-V-101	1x100%	Short repair - Instrumentation failure (Level or Pressure)	0.50	1		2.00			2.00	1.0		4.0	FMEA-2014
BOG Recondenser	300-V-101		Large Repair	6.00	72	168	20.00	36		20.00	72.0	168.0	360.0	FMEA-2014
HP Send-out Pumps	300-P-102 A/B/C/D/E	5x33%	Short repair	0.17	1					1.00	8.0		48.0	FMEA-2014
HP Send-out Pumps	300-P-102 A/B/C/D/E		Large Repair	3.00	168					5.28		252.0		OREDA 2002, p.180
Inlet Sea Water HDPE pipe		1x100%	Clogging	10.00	48		30.00	96		100.00		360.0		FMEA-2014
Inlet Sea Water HDPE pipe			Rupture	10.00	48		30.00	96		50.00	360.0		720.0	FMEA-2014
Return Sea Water HDPE pipe		1x100%	Clogging	10.00	48		30.00	96		100.00		360.0		FMEA-2014
Return Sea Water HDPE pipe			Rupture	10.00	48		30.00	96		50.00	360.0		720.0	FMEA-2014
Sea water lift pumps	400-P- 101A/B/C/D	4x33%	Spuruis Failure	0.17	1		1.00			7.50	2.0		4.0	FMEA-2014
Sea water lift pumps	400-P- 101A/B/C/D		Vibration	0.50	6		No Impact	No Impact	No Impact	4.00	240.0		288.0	FMEA-2014
Sea water lift pumps Recycle Valves	Sea water lift pumps Recycle Valves A/B/C/D	4x33%	Short Repair	1.50	15		3.00			1.50		1.0		FMEA-2014

Equipment	Tag No.	Arrangement (15 MMm ³ /d)	Failure Mode Description	FMEA Workshop - 2011			FMEA GNLC Review 2011			FMEA Workshop - 2014				Data Source and Comments (2014)
				MTTF (years)	MTTR (hours)		MTTF (years)	MTTR (hours)		MTTF (years)	MTTR (hours)			
					Min	Max		Min	Max		Min	Med	Max	
Sea water lift pumps Recycle Valves	Sea water lift pumps Recycle Valves A/B/C/D		Long Repair	0.17	1		1.00			15.00	48.0		72.0	FMEA-2014
GRE Pipe		1x100%	Rupture	1.50	144		25.00			100.00		144.0		FMEA-2014
Sea water filter	Sea water filter A/B	2x100%	Clogged	11.53	4	6				11.53	4.0		6.0	OREDA 1992 page 513 - no impact in send-out
Sea water basin		1x100%	Marine life or excess of chlorine	10.00	24		No Impact	No Impact	No Impact	10.00		24.0		FMEA-2014 - no impact in send-out
Level sensors (sea water basin)			Spurious Trips (2 out of 3 voting)							8.15		0.5		OREDA 2009 page 377
Exportation valve	XZV-03018/3026	1x100%	Short repair	1.00	1	2				4.00	2.0		4.0	FMEA-2014
Exportation valve	XZV-03018/3026		Large repair - valve replacement	10.00	24	96	20.00	72		10.00		4380.0		FMEA-2014. If spare exportation valve is available in warehouse the repair time is 2 to 4 days
Vaporizers Pipeline (1km)		1x100%	Hole	8882.00	48	336				43462.00	48.0		336.0	MTTF: EGIG 2011
Vaporizers Pipeline (1km)			Rupture	38217.00	720	4320				86926.00	2190.0		4380.0	MTTF: EGIG 2011
ORV	300-E-102 A/B/C	3x33%	Short repair	-	-	-	-	-	-	0.50		8.0		FMEA-2014
ORV	300-E-102 A/B/C		Sea water pipeline return rupture	-	-	-	-	-	-	5.00		8.0		FMEA-2014
ORV	300-E-102 A/B/C		Large repair (coating in all sections compromised)	-	-	-	-	-	-	5.00		720.0		FMEA-2014
ORV	300-E-102 A/B/C		Sea water Pipeline inlet rupture	-	-	-	-	-	-	100.00		168.0		FMEA-2014
Submerged Combustion Vaporizer	300-E-103	1x33%	Short repair	-	-	-	-	-	-	0.50	4.0		10.0	FMEA-2014
Submerged Combustion Vaporizer	300-E-103		Large repair	-	-	-	-	-	-	5.00	120.0		480.0	FMEA-2014
Fuel Gas Heater	400-H-101	1x100%	Large Repair	-	-	-	-	-	-	5.00	24.0		48.0	FMEA-2014
Gas Metering Package	300-X-104 A/B/C	3x50%	Small gas leakage in flange	-	-	-	-	-	-	5.00		-		FMEA-2014 - no impact in send-out
Gas Metering Package	300-X-104 A/B/C		Large gas leakage in flange	-	-	-	-	-	-	50.00		125.0		FMEA-2014 - no impact in send-out
Air compressor	400-K-101A/B	2x100%	Short failure	-	-	-	-	-	-	0.50	4.0		6.0	FMEA-2014
Air compressor	400-K-101A/B		Critical	0.98	4					5.00		168.0		FMEA-2014
Air dryer A/B	400-K-101A/B- Z01	2x100%	Short failure	0.33	1					0.50	4.0		6.0	FMEA-2014
Air dryer A/B	400-K-101A/B- Z01		Large Failure	0.33	1					10.00		72.0		FMEA-2014
Air receiver	400-K-101- V01/02	2x100%	Critical	19.20	14	17				20.20		360.0		OREDA 2009 page 390. 4h to enable N2 System in case of failure in 400-K-101- V02)
Nitrogen System		1x100%	Short Repair (small leakages in flanges)	10.00	24	48		4		0.25		3.0		FMEA-2014
Nitrogen Tank		2x100%	Large Repair	-	-	-	-	-	-	10.00		168.0		FMEA-2014
Nitrogen Tank			Critical Failure	-	-	-	-	-	-	100.00		4380.0		DNV GL Estimative / FMEA-2014
Nitrogen Vaporizers		2x100% per Tank	Critical Failure	-	-	-	-	-	-	50.00	1460.0		2190.0	DNV GL Estimative / FMEA-2014

Equipment	Tag No.	Arrangement (15 MMm ³ /d)	Failure Mode Description	FMEA Workshop - 2011			FMEA GNLQ Review 2011			FMEA Workshop - 2014				Data Source and Comments (2014)
				MTTF (years)	MTTR (hours)		MTTF (years)	MTTR (hours)		MTTF (years)	MTTR (hours)			
					Min	Max		Min	Max		Min	Med	Max	
Fire Water Pumps		1x100%	Critical	110.19	41	126	No Impact	No Impact	No Impact	No Impact	No Impact	No Impact	No Impact	FMEA-2014
Firewater ring		1x100%	Rupture	10.00	12	48			96	100.00		1.0		DNV GL Estimative / FMEA-2014
Feed valve	XZV-03350	1x100%	Spurious Trips	-	-	-	-	-	-	5.00		2.0		FMEA-2014
Control System		1x100%	Spurious Trips	-	-	-	-	-	-	0.50		5.0		FMEA-2014
PQS System		4x25%, one per bay	Critical Failure	-	-	-	-	-	-	4.00	24.0		48.0	FMEA-2014

ANEXO 6

DIAGRAMA DE FLUJO DEL CBM

ISO 17359:2003(E)

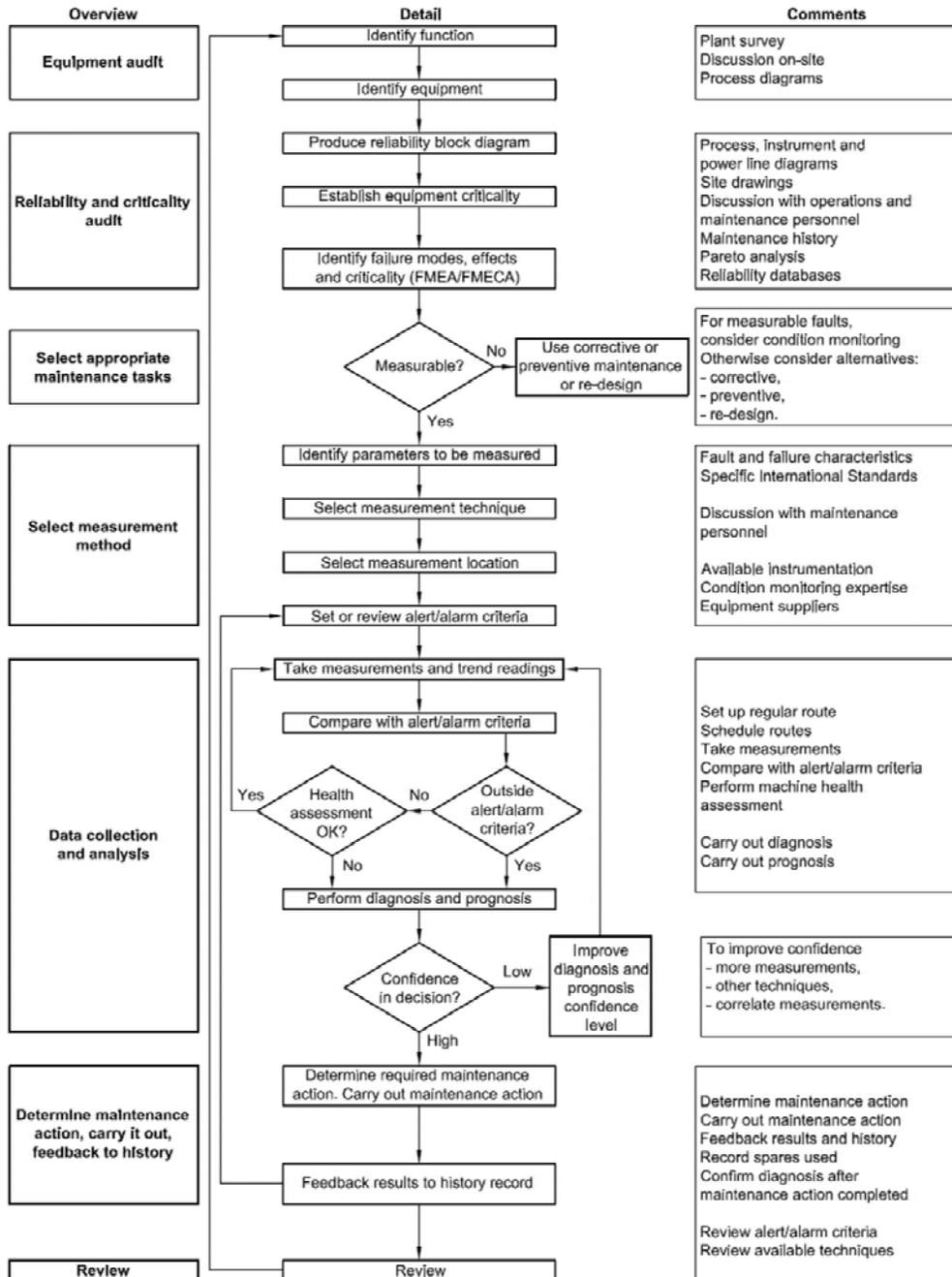


Figure 1 — Condition monitoring procedure flowchart

ANEXO 7

Ejemplo de inspección de motor media tensión.

	GNLQ- EL -REG-01				N°
	INSPECCION DE MOTORES ELECTRICOS				FECHA 27-08-2015
	CRISTOFER CASTRO	PTW N°	6142	OT N°	400008107
REALIZADO POR	JUAN GUAJARDO	TAG EQUIPO	600-PM-103		
DATOS DE PLACA CARACTERISTICA					
MARCA	LOHER	VOLTAJE (V)	6600 V	COS (φ)	0,86
MODELO	AHSA	CORRIENTE (A)	22,5 A	RPM	1490
TIPO		POTENCIA (W)	210 KW	FS	
MEDICIONES ELECTRICAS MOTOR					
MEDICION DE RESISTENCIA		MEDICION DE AISLAMIENTO		MEDICION DE AISLAMIENTO CON RESPECTO A	
A-B	3,68 Ω	A - T	4,40 GΩ	A - T	957 MΩ
A-C	3,73 Ω	B - T	3,29 GΩ	B - T	767 MΩ
B-C	3,71 Ω	C - T	4,39 GΩ	C - T	944 MΩ
RESISTENCIA DE PUESTA A		OBSERVACIONES			
VALOR MAXIMO	5 (Ω)	MEDICIONES 5000V 60seg.			
VALOR MEDIDO	0,228 Ω				
MEDICIONES ELECTRICAS ALIMENTADOR					
MEDICION DE AISLAMIENTO		MEDICION DE AISLAMIENTO		RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	
A-B	3,04 GΩ	A - T	4,40 GΩ	VALOR MAXIMO	5 (Ω)
A-C	4,08 GΩ	B - T	3,29 GΩ	VALOR MEDIDO	
B-C	4,44 GΩ	C - T	4,39 GΩ		
MANTENIMIENTO INTERNO TABLERO DE CONTROL Y PARTIDOR (CCM)					
COMPONENTE	OK	N/A	OBSERVACIONES		
CONTACTORES	ok				
FUSIBLES	ok				
BORNERAS	ok				
CALEFACTOR		N/A			
LUCES PILOTO	ok				
PROTECCION TERMICA	ok				
REAPRIETE DE TERMINALES	ok				
LIMPIEZA	ok				

MANTENIMIENTO INTERNO TABLERO DE CONTROL Y PARTIDOR (CCM)			
COMPONENTE	OK	N/A	OBSERVACIONES
CONTACTORES	ok		
FUSIBLES	ok		
BORNERAS	ok		
CALEFACTOR		N/A	
LUCES PILOTO	ok		
PROTECCION TERMICA	ok		
REAPRIETE DE TERMINALES	ok		
LIMPIEZA	ok		
INSPECCION VISUAL EXTERNA			
ESTADO	BUENO	REQUIERE REPARACION	OBSERVACIONES
CARCAZA	ok		
VENTILADOR	ok		
PINTURA	ok		
CABLES	ok		
GLAND	ok		
CONEX. TIERRA	ok		
BOTONERAS	ok		
PARADA EMERG.	ok		
LUCES PILOTO	ok		
PERNOS	ok		
TABLERO DE CONTROL		SI	OBSERVACIONES
CANALIZACION	ok		
LIMPIEZA	ok		
OTRAS INSPECCIONES			
ESTADO	BUENO	REQUIERE INTERVENCION	OBSERVACIONES
GRASERAS	N/A		
VIBRACIONES	x		
HOROMETRO			
CANTIDAD HORAS	2546		