

DEFINICIÓN DE ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO PARA LOS ACTIVOS  
CRÍTICOS Y SEMICRÍTICOS DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE ÁCIDO  
SULFÚRICO, BASADO EN LA METODOLOGIA DE ANALISIS DE CRITICIDAD

GABRIEL ANTONIO CONSUEGRA FERNANDEZ  
ALFREDO ALBERTO SCALZO DÍAZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2017

DEFINICIÓN DE ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO PARA LOS ACTIVOS  
CRÍTICOS Y SEMICRÍTICOS DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE ÁCIDO  
SULFÚRICO, BASADO EN LA METODOLOGIA DE ANALISIS DE CRITICIDAD

GABRIEL ANTONIO CONSUEGRA FERNANDEZ  
ALFREDO ALBERTO SCALZO DÍAZ

Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de Especialista  
en Gerencia de mantenimiento

Director: ARIF JOSE ESLAIT BARRIOS  
Msc. Magister en ingeniería mecánica

Sub-director: ARNALDO GARCIA  
Ingeniero Mecánico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2017

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	14
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO .....	15
1.1 PRODUCTOS DESARROLLADOS.....	18
1.1.1 Nutrimon.....	18
1.1.2 ENTEC .....	23
1.1.3 MicroEssentials SZ.....	24
1.1.4 Nutrición animal.....	25
1.1.5 Productos industriales .....	25
1.2 DESCRIPCION DEL PROCESO DE LA PLANTA DE ACIDO SULFURICO.....	26
1.2.1 Fundición de azufre y producción de so2.....	26
1.2.2 Conversión de so2 a so3.....	27
1.2.3 Producción de oleum al 23%.....	28
1.2.4 Producción de ácido sulfúrico .....	28
1.2.5 Materias primas.....	28
1.2.6 Usos finales.....	28
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	29
1.4 OBJETIVOS.....	30
1.4.1 Objetivo general.....	30
1.4.2 Objetivos específicos .....	30
1.5 JUSTIFICACIÓN.....	31
2. MARCO TEORICO .....	32
2.1 MARCO CONCEPTUAL .....	33
2.1.1 Evolución del mantenimiento. ....	34
2.1.2 Inspección basada en riesgos RBI.....	35
2.1.3 Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM).....	38
2.1.4 Tipos de mantenimiento.....	40
3. RECOPIACIÓN Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN .....	47
3.1 SANEAMIENTO DE ACTIVOS .....	47
3.2 ANALISIS DE CRITICIDAD .....	49
3.2.1 Screening inicial .....	50
3.2.2 Definición de criterios .....	53
3.2.3 Metodología de ponderación .....	54
3.2.4 Reunión con especialistas.....	56
3.3 EQUIPOS ESTÁTICOS .....	58
3.4 EQUIPOS ROTATIVOS.....	61

3.5	INSTRUMENTOS .....	62
3.6	EQUIPOS ELÉCTRICOS.....	64
3.7	JERARQUIZACIÓN .....	65
3.7.1	Definición de equipos.....	68
4.	ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PROPUESTO PARA LOS EQUIPOS CRITICOS.....	70
4.1	CLASIFICACION DE MANTENIMIENTO .....	70
4.2	METDOLOGIA RBI.....	70
4.2.1	Plan de mantenimiento basado EN RBI .....	74
4.3	EQUIPOS ROTATIVOS CRITICOS SECUNDARIOS.....	76
4.4	RCM APLICADO AL SOPLADOR PRINCIPAL K2001 .....	77
4.4.1	Contexto Operacional.....	77
4.4.2	Datos técnicos del equipo .....	79
4.4.3	Selección de sistemas.....	81
4.4.4	Componentes del conjunto soplador-turbina.....	82
4.4.5	Listado de componentes del sistema del soplador K2001. ....	83
4.4.6	Análisis de modo de falla y efectos .....	85
4.4.7	Proceso de decisión RCM.....	92
4.4.8	Plan de mantenimiento propuesto para el conjunto soplador-turbina.....	93
5.	CONCLUSIONES .....	100
	BIBLIOGRAFIA.....	101
	ANEXOS .....	101

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Evolución del mantenimiento _____	34
Tabla 2. Distribución de activos por clase y tipo _____	48
Tabla 3. Identificación de activos a analizar _____	50
Tabla 4. Distribución de activos a analizar _____	53
Tabla 5. Criterios de evaluación criticidad _____	55
Tabla 6. Clasificación frecuencia de falla _____	55
Tabla 7. Análisis de criticidad equipos estáticos _____	58
Tabla 8. Análisis de criticidad equipos rotativos _____	61
Tabla 9. Análisis de criticidad Instrumentos. _____	62
Tabla 10. Análisis de criticidad equipos eléctricos _____	64
Tabla 11. Jerarquización de criticidad _____	65
Tabla 12. Criticidad por activo _____	65
Tabla 13. Equipos críticos y semicríticos _____	68
Tabla 14. Cuadro de inspecciones para equipos críticos y semicríticos estáticos	70
Tabla 15. Plan de mantenimiento equipos estáticos _____	74
Tabla 16. Ruta de inspección bombas planta 20 _____	76
Tabla 17. Especificaciones del soplador K-2001 _____	79
Tabla 18. Especificaciones de la turbina y gobernador _____	80
Tabla 19. Tolerancia entre rodamientos y ejes. _____	82
Tabla 20. Componentes catalogados del soplador K2001 _____	83
Tabla 21. Resultados de la metodología RCM al K2001 _____	85
Tabla 22. Análisis de modo de falla y efectos Sistema de Lubricación _____	86
Tabla 23. Hoja de decisión Sistema de lubricación _____	93

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estructura empresarial Pequiven _____	16
Figura 2. Complejo Petroquímico Libertador Simón Bolívar. _____	16
Figura 3. Complejo Petroquímico Antonio Nariño _____	17
Figura 4. Esquema químico ENTEC _____	23
Figura 5. Ventajas tecnológicas ENTEC _____	24
Figura 6. Diagrama de proceso planta de ácido sulfúrico _____	29
Figura 7. Proceso de planeación RBI _____	37
Figura 8. Ejemplo clasificación tipo y clase _____	47
Figura 9. Matriz de criticidad _____	56
Figura 10. Foto del conjunto soplador-turbina _____	77
Figura 11. Curvas de comportamiento soplador K-2001 _____	78
Figura 12. Curvas de comportamiento turbina TK-2001 _____	79
Figura 13. Foto Soplador K2001 _____	82
Figura 15. Partes del soplador. _____	83
<i>Figura 16 Diagrama de decision RCM</i> _____	92

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Plan de mantenimiento equipos estáticos _____	102
Anexo B. Análisis de modo de falla y efectos Sistema de Lubricación _____	127
Anexo C. Análisis de modo de falla y efectos del compresor _____	140
Anexo D. Análisis de modo de falla y efectos de la turbina. _____	146
Anexo E. Hoja de decisión Sistema de lubricación _____	154
Anexo F. Hoja de decisión del compresor _____	168
Anexo G. Hoja de decisión de la turbina _____	176
Anexo H. Descripción de los mecanismos de daño _____	186
Anexo I. Inspección recomendada por mecanismo de daño _____	197
Anexo J. Equipos de la planta 20 de ácido sulfúrico. _____	213
Anexo K Equipos existentes planta de de ácido sulfúrico _____	235

## RESUMEN

**TITULO:**

DEFINICIÓN DE ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO PARA LOS ACTIVOS CRÍTICOS Y SEMICRÍTICOS DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE ÁCIDO SULFÚRICO, BASADO EN LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CRITICIDAD\*

**AUTOR:**

GABRIEL ANTONIO CONSUEGRA FERNANDEZ\*\*  
ALFREDO ALBERTO SCALZO DÍAZ\*\*

**PALABRAS CLAVE:**

RBI, RCM, SANEAMIENTO DE ACTIVOS, ANÁLISIS DE CRITICIDAD, EFECTOS DE FALLA, MANTENIMIENTO, PLANTA DE ACIDO SULFURICO.

**CONTENIDO:**

Esta monografía fue desarrollada como respuesta a la necesidad de actualizar la estrategia de mantenimiento de una planta de ácido sulfúrico de una importante empresa petroquímica de la ciudad de Barranquilla, teniendo en cuenta que la planta con la mayoría de los equipos actuales tiene más de 30 años de operación y que el mercado mundial exige que las empresas se mantengan a la vanguardia en innovación y tecnología para poder mantener altos estándares de calidad en sus productos y el mínimo costo de operación es imperativo que las industrias desde el departamento de mantenimiento implementen las técnicas más avanzadas de gestión de activos planteando modelos de mantenimiento que se adapten a las funciones y contexto operacional de los equipos.

El desarrollo de este trabajo inició con la actividad de saneamiento de activos de la planta para identificar los equipos que actualmente están operativos y el levantamiento de datos de placa y operación de cada uno de ellos para posteriormente y con la colaboración del personal que más conocimiento y experiencia tiene de la planta realizar un análisis de criticidad para finalmente terminar realizando un análisis usando la metodología de inspección basada en riesgo RBI a los equipos estáticos críticos y semicríticos y un análisis usando la metodología de mantenimiento basado en confiabilidad RCM a los equipos rotativos críticos.

El resultado final obtenido es un plan de inspección y mantenimiento para los equipos críticos y semicríticos logrando eliminar actividades que no estaban generando valor y adicionar otras que pueden generar un gran impacto positivo en la confiabilidad de los equipos de la planta lo cual finalmente se verá reflejado en un aumento en la eficiencia y confiabilidad del departamento de mantenimiento, y se reducirán los riesgos y costos asociados a daños inesperados.

---

\*Monografía de grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.  
Director: Arif Jose Eslait Barrios.

## ABSTRACT

**TITLE:**

DEFINITION OF MAINTENANCE STRATEGIES FOR THE CRITICAL AND SEMICRITICAL ASSETS OF A SULFURIC ACID PRODUCTION PLANT BASED ON THE CRITICAL ANALYSIS METHODOLOGY\*

**AUTHOR:**

GABRIEL ANTONIO CONSUEGRA FERNANDEZ\*\*  
ALFREDO ALBERTO SCALZO DÍAZ\*\*

**KEYWORDS:**

RBI, RCM, ASSET WRITE-DOWN, CRITICAL ANALYSIS, FAILURE EFFECTS, MAINTENANCE, SULFURIC ACID PRODUCTION PLANT

**CONTENTS:**

This paper was developed in response to the need to update the maintenance strategy of a sulfuric acid plant of a major petrochemical company in the city of Barranquilla, taking into account that the plant with the majority of its current equipment is more than 30 years old and that the global market requires companies to remain at the forefront of innovation and technology in order to maintain high quality standards in their products and the minimum cost of operation it is imperative that industries from the maintenance department implement the most advanced asset management systems by designing maintenance models that fit the functions and operational context of the equipment.

The development of this work began with the asset write-down activity of the plant to identify the equipment currently in operation and the collection of plate and operation data of each one of them for later and with the collaboration of the personnel that more knowledge and experience has of the plant performing a criticality analysis to finally complete an analysis using the risk-based inspection methodology RBI to critical and semicritical static equipment and an analysis using maintenance methodology based on reliability RCM to critical rotating equipment.

The final result obtained is an inspection and maintenance plan for the critical and semicritical equipment, eliminating activities that were not generating value and adding others that can generate a great positive impact on the reliability of the equipment of the plant which will finally be reflected in an increase in the efficiency and reliability of the maintenance department, and will reduce the risks and costs associated with unexpected failures.

---

\*Monograph

\*\*Physical – Mechanical Faculty. Maintenance Management Specialization.  
Director: Arif Jose Eslait Barrios

## INTRODUCCIÓN

Uno de los procesos de transformación química que se llevan a cabo en Monómeros Colombo Venezolanos S.A. es la producción de ácido sulfúrico utilizado como input para la planta de servicios industriales, en la planta de tratamiento de efluente cáustico y en la planta de sulfato de sodio y la producción de óleum utilizado para la producción de sulfato de amonio. La producción de estos dos componentes se realiza en la planta de ácido sulfúrico / óleum o planta 20 que tiene la capacidad de producir 170 toneladas por día; Cualquier parada no planificada de esta planta produce un efecto adverso directo sobre la capacidad operacional de la empresa además del potencial de generar daños a la salud de las personas y al medio ambiente.

La gerencia de mantenimiento de identificó la necesidad actualizar las estrategias de mantenimiento utilizadas en la planta 20 por unas que se adapten al contexto operacional de los equipos usando para ellos las metodologías de análisis de criticidad, inspección basada en riesgos y mantenimiento centrado en confiabilidad.

El objetivo principal de esta monografía es desarrollar las estrategias de mantenimiento para los activos críticos y semicríticos de la planta de producción de ácido sulfúrico con el fin de optimizar la gestión de mantenimiento de la planta garantizando la seguridad de la operación y confiabilidad óptima para el desarrollo de la operación.

## 1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

Monómeros Colombo Venezolanos S.A. es una compañía dedicada a la elaboración de fertilizantes vegetales y animales, además de diversos productos químicos industriales filial de Petroquímica de Venezuela Pequiven S.A. Pequiven es una empresa del Estado venezolano la estatal fomenta y desarrolla las actividades petroquímicas que se llevan a cabo a lo largo del Eje Norte – Costero, específicamente en los estados Zulia, Carabobo y Anzoátegui, donde se generan fertilizantes nitrogenados y fosfatados, olefinas y plásticos, así como productos químicos. Dentro de los productos desarrollados por Pequiven están:

- Cloruro de Potasio
- Sulfato de Amonio
- Sulfato de Magnesio
- Sulfato de Potasio
- Urea
- Fosfato Diamónico
- NPK
- Etileno
- PVC
- Cloro

### **Estructura empresarial Pequiven**

Pequiven presenta una estructura empresarial como se muestra en la figura 1. Dentro de las empresas que conforman Pequiven se encuentra Monómeros Colombo Venezolanos S.A. Monómeros Colombo Venezolanos S.A tiene sus principales puntos de desarrollo en barranquilla al frente del Mar Caribe y la otra en Buenaventura a orillas del océano pacifico. Esto con el fin de poder satisfacer todas las necesidades de los 50 países donde acogen los productos de Monómeros Colombo Venezolanos.

Figura 1. Estructura empresarial Pequiven

Complejos Petroquímicos	Puertos Marítimos	Unidades de Comercialización	Empresas Filiales	Empresas Mixtas	Mina	Consultora Ambientalista	Centro de Investigación	Sede Corporativa
Hugo Chávez (Carabobo)	Ana María Campos	Olefinas y Plástico	Palmichal	Coramer/Fertinitro	Roca Fosfática	Palmichal	Indesca	Carabobo
Ana María Campos (Zulia)	Pralca	Fertilizantes	Petrocasa	Polinter/Propilven				
José Antonio Anzoátegui (Anzoátegui)	José Antonio Anzoátegui	Productos Industriales	Petrocasa Construcción	Metor/Profalca				
	Borburata		Monometros	Grupo Zuliano				
			Pralca	Súper-Octános				
			IPSL	Venoco				
				Propilsur/Produsal				
				Tripilven/Indesca				
				Súpermetanol				

Fuente : <http://www.pequiven.com/index.php/about/36-a-few-words-about-us/78-nunc-tincidunt.html>

### Complejo Petroquímico Libertador Simón Bolívar

Ubicado estratégicamente en un área de 52 hectáreas, muy próximo a la desembocadura del Río Grande de la Magdalena, cuenta con 23 planta las cuales se utilizan para la fabricación de fertilizantes.

Figura 2. Complejo Petroquímico Libertador Simón Bolívar.



Fuente: [http://www.monomeros.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=10&Itemid=59](http://www.monomeros.com/index.php?option=com_content&view=article&id=10&Itemid=59)

### **Complejo Petroquímico Antonio Nariño**

Ubicado en la ciudad de Buenaventura, puerto de mayor participación en el comercio exterior de importaciones, Monómeros ha duplicado su capacidad de producción de fertilizantes mezclados, mientras que su capacidad de almacenamiento alcanzó 40 mil toneladas. Consecuente con su estrategia de modernización, el grupo Monómeros trabaja en el desarrollo de una plataforma logística donde se integren múltiples servicios como complemento de su actividad comercial para el beneficio de la comunidad y nuestros clientes.

Figura 3. Complejo Petroquímico Antonio Nariño



Fuente: [http://www.monmeros.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=10&Itemid=59](http://www.monmeros.com/index.php?option=com_content&view=article&id=10&Itemid=59)

Además, Monómeros, es partícipe de los tres Complejos Petroquímicos ubicados a lo largo de la costa norte de la República de Venezuela:

### **Complejo Petroquímico Morón**

Ubicado en las costas del estado Carabobo, en las cercanías de la población de Morón, con una capacidad de producción superior a 1,97 MMTMA, destina su producción básicamente a la manufactura de urea, sulfato de amonio y fertilizantes complejos granulados.

## **Complejo Petroquímico Ana María Campos – El Tablazo**

Ubicado en la costa oriental del Lago de Maracaibo del estado Zulia, este complejo tiene una capacidad instalada de 3,5 MMTMA de olefinas, resinas plásticas, vinilos y fertilizantes nitrogenados.

En el complejo, a partir del gas natural y la sal, se desarrollan tres líneas de productos cuyos usos y aplicaciones están asociados con la vida diaria de toda la población. Son estos: cloro y soda, fertilizantes y plásticos.

## **Complejo Petroquímico José Antonio Anzoátegui**

Denominado oficialmente como Complejo Petroquímico e Industrial General de División José Antonio Anzoátegui, y conocido comúnmente como Complejo Petroquímico José Antonio Anzoátegui, actúa como condominio industrial de las empresas mixtas de Pequiven que operan en el área, mediante el suministro de los servicios básicos necesarios para su operación.

### **1.1 PRODUCTOS DESARROLLADOS.**

Los productos desarrollados por Monómeros Colombo Venezolanos S.A. incluyen fertilizantes naturales y vegetales. La nutrición vegetal es representada por las marcas NUTRIMON, NUTRIMON plus y ECOFERTIL. Actualmente, Monómeros cuenta con la planta de fertilizantes complejos granulados más grande del país y la más moderna planta para la elaboración de fertilizantes mezclados. Son líderes en la producción de sulfato de amonio y nitrato de potasio, y en la comercialización de fertilizantes simples.

#### **1.1.1 Nutrimon**

##### **Solubilidad**

La característica que distingue a los fertilizantes NUTRIMON es su alta solubilidad, condición que constituye una garantía de eficacia agronómica, por cuanto:

- Permite una rápida utilización por el cultivo de los nutrientes aplicados.
- Garantiza la eficacia de aplicaciones después de la germinación y aún en estados avanzados de desarrollo del cultivo.
- Permite obtener excelentes resultados en especies perennes en producción y en pastos establecidos.

## **Granulación**

Otra propiedad relevante de los productos NUTRIMON es la calidad de su granulación. El tamaño del gránulo de los fertilizantes compuestos es mayor que el de otros productos existentes en el mercado, lo cual determina:

- Un suministro gradual de los nutrientes a lo largo del ciclo productivo del cultivo.
- El riesgo de compactación es bajo.
- Alta fluidez en la aplicación a máquina.
- Uniformidad en la aplicación.
- Máxima eficiencia en aplicaciones aéreas.

## **Portadores Nutricionales**

La mayor parte del nitrógeno (60 - 70%) de los fertilizantes complejos granulados NUTRIMON está como nitrógeno amoniacal ( $\text{NH}_4^+$ ) y un 30 a 40% del mismo está presente en forma nítrica ( $\text{NO}_3^-$ ). La forma nítrica, permite una muy rápida acción fertilizante, debido a su inmediata disponibilidad para el cultivo. La porción amoniacal puede ser almacenada en el suelo y, así, garantiza un adecuado suministro del elemento a lo largo del período vegetativo del cultivo.

Como ya se indicó, el fósforo de los fertilizantes complejos granulados NUTRIMON es de máxima solubilidad, en virtud de que los portadores del elemento son fosfatos amónicos, cuya solubilidad en agua es superior al 95%.

Con excepción del fertilizante NUTRIMON 14-14-14-2, en el cual el portador del potasio es sulfato de potasio, los fertilizantes complejos granulados NUTRIMON llevan este elemento en forma de cloruro de potasio. Dentro de la marca NUTRIMON hay tres productos representativos:

## **Fertilizantes Complejos Granulados**

Son fertilizantes con alta eficiencia agronómica producto de un complejo proceso de producción con materias primas de la más alta calidad que permiten obtener una excelente granulometría y una alta disponibilidad para el cultivo. Cada gránulo de NUTRIMON contiene la misma cantidad de nutrientes, permitiendo homogeneidad y uniformidad en su aplicación, garantizando productividad en su cultivo. La amplia canasta de fertilizantes complejos granulados, NUTRIMON, está desarrollada para suministrar a las plantas los elementos mayores: nitrógeno (N), fósforo ( $\text{P}_2\text{O}_5$ ) y potasio ( $\text{K}_2\text{O}$ ), los elementos secundarios azufre (S) y magnesio (MgO), y los micro elementos tales como boro (B), cobre (Cu) y zinc (Zn).

Dentro de los fertilizantes complejos granulados de mayor aplicación se encuentran:

- **NUTRIMON 15-15-15:** fertilizante de propósito general, indicado para una amplia gama de cultivos, particularmente para algodón, sorgo, arroz, caña, hortalizas, café, piña, frutales y para el reabonamiento de la papa.
- **NUTRIMON 17-6-18-2:** especialmente indicado para la fertilización del café y frutales en producción.
- **NUTRIMON 13-26-6:** desarrollado para las altas necesidades de fósforo y nitrógeno en el cultivo de la papa.
- **NUTRIMON 13-26-10-3:** producido para las altas necesidades de fósforo y nitrógeno en el cultivo de la papa en suelos deficientes de magnesio y azufre.
- **NUTRIMON NITRA.SAM:** agronómicamente exitoso en todos los cultivos, particularmente en pastos tecnificados arroz, maíz, caña de azúcar, café, palma de aceite, banano y plátano.
- **NUTRIMON 15-4-23-4:** fertilizante especialmente apropiado para el cultivo de banano, para la fertilización de cultivos frutales perennes, café en producción y palma de aceite.
- **NUTRIMON 25-15-0-2:** producto recomendado para la fertilización de pastos, en pastoreo o corte, sorgo, maíz mecanizado, caña, algodón, arroz y hortalizas.
- **NUTRIMON 13-6-23-6:** fertilizante relación nutricional cercana a 2-1-4-1(MgO)-0.5(S) altamente soluble, portador de nitrógeno amoniacal ( $\text{NH}_4^+$ ). Con el uso agronómico apropiado permite una dosificación nutricional

balanceada, especialmente apropiada para el cultivo de la palma de aceite en producción. También es adecuado para la fertilización de mantenimiento en cultivos de banano, plátano, frutales perennes (cítricos, caducifolios, mango) y café.

- **NUTRIMON 13-11-24-2:** su alta concentración de potasio (24%  $K_2O$ ) y la presencia de magnesio (2%  $MgO$ ), azufre (1,7% S) y boro (0.5% B), lo califican como un fertilizante aplicable con suficiente solvencia agronómica a cultivos como palma aceitera, café, banano y otros frutales, así como también en cultivos de ciclo corto.
- **NUTRIMON 14-14-14:** fertilizante de propósito general, indicado para una amplia gama de cultivos, particularmente para algodón, sorgo, arroz, caña, hortalizas, café, piña, frutales y para el reabonamiento de la papa.
- **NUTRIMON 14-14-14-2:** fertilizante indicado especialmente para la fertilización del tabaco, así como para suelos deficientes en magnesio y cultivos sensibles al cloro, en particular frutales.
- **NUTRIMON 10-30-10:** especial para fertilización “de arranque” en la siembra, en particular para la papa cultivada en suelos muy deficientes y con una alta capacidad de fijación de fósforo.
- **NUTRIMON 10-20-20:** eficiente y útil para el reabonamiento de cultivos perennes y de ciclo corto.
- **NUTRIMON NutriOCHO:** fertilizante nitrogenado, con portador amoniacal ( $NH_4^+$ ) y nítrico ( $NO_3^-$ ), lo que le confiere ventaja agronómica para la mayoría de cultivos tecnificados. Se destaca su contenido de elementos secundarios (magnesio y azufre) solubles en agua, así como de microelementos (boro, cobre y zinc).

## Fertilizantes Mezclados

Dentro de los fertilizantes mezclados encontramos:

- **NUTRIMON 18-18-18**
- **NUTRIMON 18-18-18-1-2**
- **NUTRIMON 25-4-24**
- **NUTRIMON 10-20-30-1**
- **NUTRIMON 24-14-14-1**
- **NUTRIMON 19-19-14-2**
- **NUTRIMON 27-11-11-2-3**
- **NUTRIMON 22-4-5-4**
- **NUTRIMON 12-34-12**
- **NUTRIMON 12-24-24**
- **NUTRIMON 25-15-5-3**
- **NUTRIMON 15-38-10**

## Fertilizantes Simples

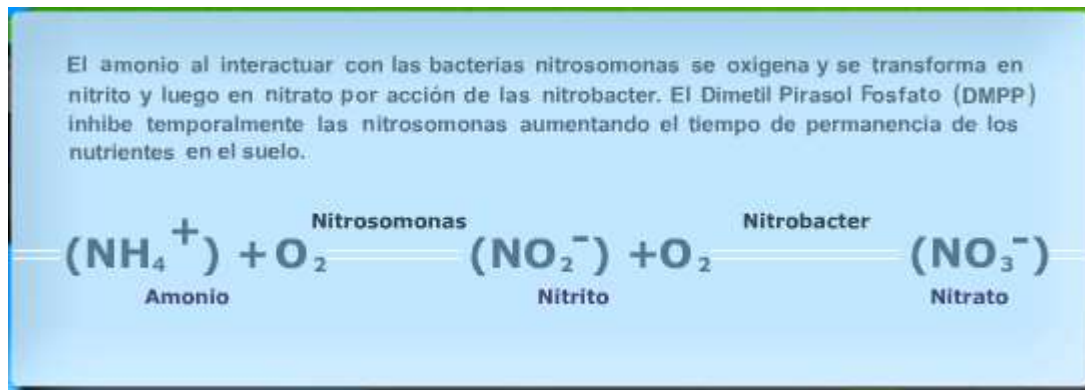
- **NUTRIMON UREA**
- **NUTRIMON SAM**
- **NUTRIMON SOLUNK.P**
- **NUTRIMON DAP**
- **NUTRIMON MAP**
- **NUTRIMON FERFOS® 44**
- **NUTRIMON KCI GRANULAR**
- **NUTRIMON KCI ESTÁNDAR**
- **NUTRIMON Korn-Kali®**
- **NUTRIMON Korn-Kali® + B**
- **NUTRIMON BORATO 48**
- **NUTRIMON K-Mag**
- **NUTRIMON ESTA® Kieserita**
- **NUTRIMON ÓXIDO DE MAGNESIO 90%**

## **NUTRIMON plus**

Tecnología desarrollada para el mejoramiento de la productividad de los campos y la rentabilidad de los cultivos. Es por eso que se desarrollaron las dos nuevas tecnologías denominadas ENTEC y MicroEssentials SZ con la característica que garantizan elevada absorción y disponibilidad de los nutrientes, en especial nitrógeno y fosforo.

**1.1.2 ENTEC.** El nitrógeno, elemento nutricional esencial para la fertilización de los cultivos, es uno de los nutrientes de menor eficiencia al momento de su aplicación. El complejo ciclo de este macronutriente tiene varias posibilidades de pérdidas, tales como la volatilización y el arrastre por el agua. La mejor alternativa para potencializar la efectividad de la fertilización nitrogenada es intervenir el ciclo del elemento, inhibiendo la nitrificación. Esta es la característica especial de ENTEC.

Figura 4. Esquema químico ENTEC



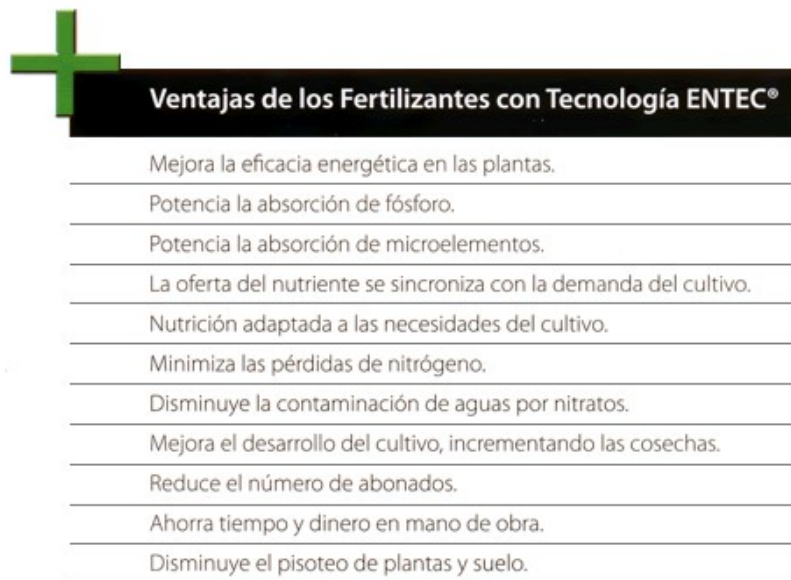
Fuente: [http://www.monmeros.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=23&Itemid=70](http://www.monmeros.com/index.php?option=com_content&view=article&id=23&Itemid=70)

En su formulación incluye la molécula 3,4-dimetilpirazol fosfato (DMPP), que inhibe la acción de las bacterias responsables de la nitrificación en el suelo, aumentando la permanencia del nitrógeno por más tiempo. De este modo, se logra que el nitrógeno permanezca disponible para los cultivos, según sus reales requerimientos nutricionales.

Dentro de los productos que se desarrollan con esta tecnología tenemos:

- **NUTRIMON Plus ENTEC® ENERGIC**
- **NUTRIMON Plus ENTEC® PERFECKT**
- **NUTRIMON Plus ENTEC® TECKNO**
- **NUTRIMON Plus ENTEC® DYNAMIC**

Figura 5. Ventajas tecnológicas ENTEC



Fuente: [http://www.monomeros.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=23&Itemid=70](http://www.monomeros.com/index.php?option=com_content&view=article&id=23&Itemid=70)

**1.1.3 MicroEssentials SZ.** NUTRIMON Plus MicroEssentials® SZ es un fertilizante compuesto granulado desarrollado para suplir eficientemente las necesidades de fósforo, nitrógeno, azufre y zinc en la mayoría de los cultivos. NUTRIMON Plus MicroEssentials® SZ es principalmente recomendado en la fertilización inicial de cultivos por su alta concentración de fósforo en forma de MAP (fosfato mono amónico), así como su contenido balanceado de nitrógeno (N), azufre (S) y zinc (Zn).

Las aplicaciones de nitrógeno, fósforo, azufre y zinc son más eficientes cuando se aplica al suelo NUTRIMON Plus MicroEssentials® SZ, debido a una distribución más homogénea de nutrientes en el lote porque están contenidos en el mismo gránulo. Del mismo modo, hay un gran ahorro en mano de obra por el aporte de cuatro nutrientes en una sola aplicación con NUTRIMON Plus MicroEssentials® SZ.

NUTRIMON Plus MicroEssentials® SZ presenta una excelente granulometría (3 - 4 mm), lo que permite realizar mezclas físicas con otros fertilizantes.

**1.1.4 Nutrición animal.** En el campo de nutrición animal Monómeros es el más grande fabricante nacional de la fuente de fósforo, calcio y sodio mineral a través de su marca TRICALFOS.

Dentro de las ventajas que presenta están

- El alto contenido de calcio y sodio aporta significativamente el requerimiento nutricional de estos minerales en la formulación, evitando sobrecostos en la fabricación del concentrado.
- Importamos desde MARRUECOS la roca fosfórica, considerada la mejor del mundo, para la elaboración de nuestro producto.
- Contienen bajas concentraciones de metales pesados en su composición química, lo que otorga seguridad alimentaria frente a otras fuentes de fósforo.
- Otorgan propiedades abrasivas en la peletizadora para hacer más eficiente el tiempo de producción en la elaboración del producto terminado gracias a su granulometría.
- Disminuyen la incidencia de enfermedades metabólicas por desequilibrios nutricionales y potencian la efectividad de algunos antibióticos para atacar parásitos.
- Minimizan el riesgo de compactación en almacenamiento por ser fuentes que no absorben la humedad del medio ambiente.

**1.1.5 Productos industriales.** Además de los fertilizantes vegetales y animales Monómeros desarrolla diferentes productos químicos industriales. Ácido nítrico, ácido sulfúrico, sulfato de sodio, ciclohexanona, yeso, carbonato de sodio, azufre, soda cáustica, ácido fosfórico, amoníaco, metanol, agua amoniacal, son entre otros, los productos que ofrecemos al mundo en nuestro amplio portafolio.

- **Ácido Sulfúrico:** se emplea principalmente en la producción de sulfato de aluminio o alumbre, producto básico para el tratamiento de aguas potables; en la producción de los ácidos cítrico y acético de uso en la industria de las gaseosas, drogas y alimentos, y en la producción de jabones, detergentes y papel.
- **Ácido Nítrico:** materia prima básica para los procesos de galvanizado, impresión gráfica, desinfectantes; en la industria de las pinturas y pigmentos, y en la producción de estearatos.
- **Yeso:** es material básico para la producción del cemento y los acabados en la construcción de casas y edificios. Se usa igualmente como enmienda para el sector agrícola.

Así mismo, comercializamos una amplia variedad de productos industriales importados tales como:

- Carbonato de Sodio

- Azufre
- Soda Cáustica
- Ácido Fosfórico
- Amoníaco
- Ciclohexanona
- Meko
- Sulfato de Sodio

Garantiza la disponibilidad de sus productos, porque tiene la capacidad de almacenar más de 20.000 toneladas de producto líquido y 100.000 de sólido, que aseguran el suministro en el momento que se requiera.

## 1.2 DESCRIPCION DEL PROCESO DE LA PLANTA DE ACIDO SULFURICO.

La compañía cuenta con 17 plantas que se presentan a continuación:

1. Planta de servicios industriales (planta 0)
2. Planta de nitrito de amonio (planta 1)
3. Planta de sulfato de hydroxilamina (planta 3)
4. Plantas de dióxido de carbono y nitrógeno (planta 4 & 40)
5. Planta de ciclohexanona (planta 5)
6. Planta de metil etil cetoxima, meko (planta 6)
7. Planta de caprolactama (planta 7)
8. Planta de sulfato de amonio (planta 9)
9. Planta de ácido nítrico (planta 11)
10. Planta de fertilizantes (planta 12)
11. Planta de producción de gases nitrosos (planta 12n)
12. Planta de almacenamiento de amoniaco (planta 14)
13. Planta de fosfato tricálcico, tcp (planta 15)
14. Planta de tratamiento del efluente caustico (planta 17)
- 15. Planta de ácido sulfúrico / óleum (planta 20)**
16. Planta de sulfato de sodio (planta 91)
17. Planta de nitrato de potasio (planta 121)

De la cual nuestro motivo de estudio será la planta de ácido sulfúrico / óleum (Planta 20)

**1.2.1 Fundición de azufre y producción de so<sub>2</sub>.** El Azufre se recibe en forma sólida y se funde usando el calor transferido por medio de unos serpentines que utilizan vapor de baja presión. El Azufre líquido se lleva hasta una temperatura de 135°C a 140°C, condiciones en las cuales el azufre se encuentra con una viscosidad ideal para ser bombeado. Una vez el azufre ha sido fundido se le remueven las

impurezas o cenizas suspendidas. Esta remoción se hace en forma manual, utilizando unas palas.

Luego el azufre líquido es transferido por medio de unas tuberías enchaquetadas a dos fosos de almacenamiento que se encuentran también a temperaturas de 135-140°C. Finalmente es bombeado a un quemador donde el azufre se quema con aire suministrado por un soplador para formar SO<sub>2</sub>.

El azufre se atomiza en el quemador por medio de unas boquillas, e inmediatamente se pone en contacto con el aire seco. El quemador alcanza temperaturas hasta de 1180°C. La reacción de combustión es la siguiente:



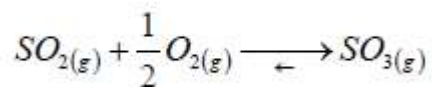
La corriente de gases de combustión se divide en dos, una parte se acondiciona para enviarla a la Planta de Sulfato de Hidroxilamina y la otra para ser utilizada en la producción de ácido sulfúrico y Óleum.

Los gases que van para la Planta de Sulfato de Hidroxilamina son previamente enfriados en una torre de lavado con Ácido Sulfúrico concentrado en donde también se remueven trazas de SO<sub>3</sub> que pudiesen formarse en el horno. La otra parte fluye hacia la etapa de conversión de SO<sub>2</sub> a SO<sub>3</sub>.

**1.2.2 Conversión de so2 a so3.** La conversión de SO<sub>2</sub> a SO<sub>3</sub>, se lleva a cabo en una unidad llamada convertidor; el sistema consiste en un convertidor catalítico, una caldera de recuperación y 3 intercambiadores de calor. El convertidor mismo tiene 4 pasos en un solo casco, en cada paso se pone en contacto el gas con un lecho de catalizador de pentóxido de vanadio. Al salir de cada paso, debe enfriarse el gas antes de entrar al próximo.

La reacción de conversión es exotérmica y reversible, por esa razón antes de entrar los gases a cada paso del convertidor se deben mantener determinadas temperaturas con el fin de alcanzar el punto más alto de la curva Conversión Vs. Temperatura.

La reacción química que se lleva a cabo es la siguiente:



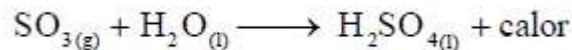
Se utiliza como catalizador de la reacción el Pentóxido de Vanadio promovido por Cesio y Potasio.

**1.2.3 Producción de oleum al 23%.** El gas SO<sub>3</sub> proveniente del tercer paso del convertidor entra a la torre de Óleum, parte del gas SO<sub>3</sub> es absorbido en un flujo de Óleum que circula a través de la torre, tendiendo a aumentar la concentración de Óleum en la torre. Con el objeto de obtener una absorción eficiente en la torre de Óleum, se bombea el Óleum a través de una serie de enfriadores antes de entrar a la torre. Para mantener la concentración adecuada de Óleum, se agrega ácido del 98.5% (Proveniente del sistema de absorción y secado de la planta) al tanque de bombeo de Óleum. La reacción química que se lleva a cabo es la siguiente:



**1.2.4 Producción de ácido sulfúrico.** El Ácido Sulfúrico se obtiene mediante absorción en torres empacadas (intermedias y finales), en donde el SO<sub>3</sub> se absorbe en ácido sulfúrico diluido. El calor de absorción se remueve mediante intercambio con agua en enfriadores del tipo cascada.

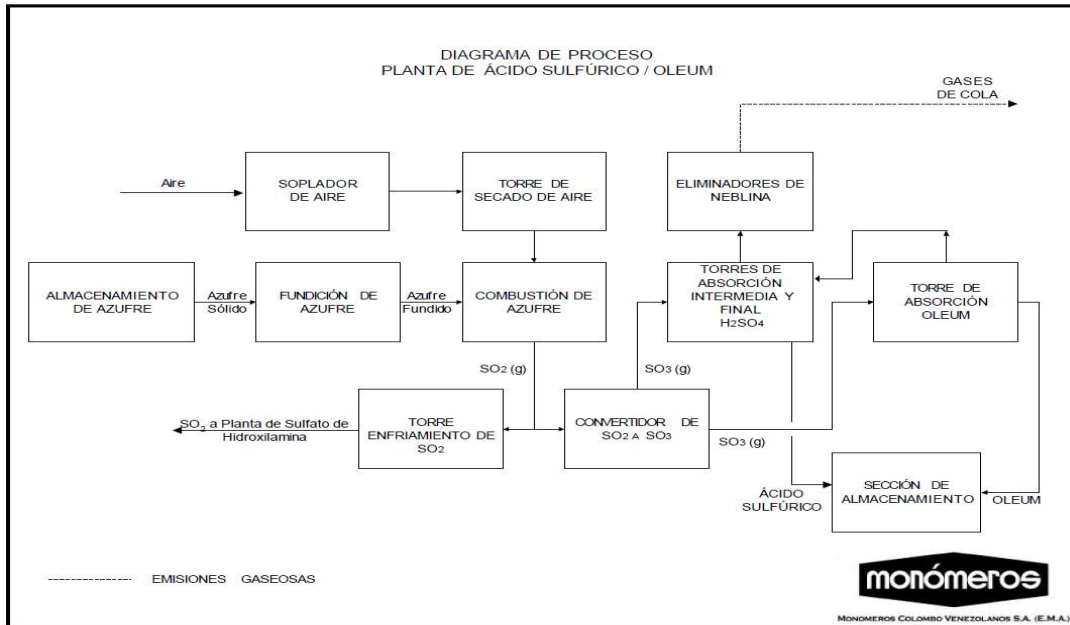
Reacción química que se lleva a cabo es la siguiente:



**1.2.5 Materias primas.** Azufre sólido y aire atmosférico.

**1.2.6 Usos finales.** El ácido sulfúrico se utiliza en Planta de Servicios Industriales, en la planta de tratamiento de Efluente Cáustico y en la Planta de Sulfato de Sodio. El SO<sub>2</sub> se utiliza en la planta de producción de Sulfato de Hidroxilamina.

Figura 6. Diagrama de proceso planta de ácido sulfúrico



Fuente: manual técnico del proceso de producción de ácido sulfúrico y óleum (planta 20). PR02A-M017

### 1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Monomeros Colombo Venezolanos, compañía reconocida a nivel nacional, la cual desarrolla y distribuye fertilizantes tanto animales como vegetales, siempre busca los más altos estándares de excelencia y seguridad. Teniendo en cuenta esto el área de mantenimiento debe garantizar la disponibilidad y confiabilidad de los equipos adaptando las mejores técnicas utilizadas en la industria para así garantizar una operación segura y eficiente.

Actualmente el área de mantenimiento de Monomeros Colombo Venezolanos no cuenta con una debida actualización de las actividades de mantenimiento a realizar en la planta de ácido sulfúrico, esto en gran medida es por falta de información suficiente para el correcto funcionar de las estrategias de mantenimiento. Por eso es necesario desarrollar herramientas y estrategias que permitan obtener análisis sólidos y con base a esta información desarrollar estrategias de mantenimiento que garanticen seguridad de la operación y confiabilidad óptima para el desarrollo de la operación.

Esto conlleva a que la empresa Monomeros Colombo Venezolanos esté interesado en utilizar datos estadísticos de sus equipos y procesos para el desarrollo de una herramienta que le ayude a identificar la criticidad de sus equipos y en base a ello

priorizar sus tareas y definir qué tipo de acciones de mantenimiento son las ideales para cada equipo.

## **1.4 OBJETIVOS**

### **1.4.1 Objetivo general.**

Desarrollar las estrategias de mantenimiento para los activos críticos y semicríticos de una planta de producción de ácido sulfúrico basado en la metodología de análisis de criticidad, con el fin de optimizar la gestión de mantenimiento de la planta.

### **1.4.2 Objetivos específicos**

- Recopilar, organizar y actualizar información sobre los activos físicos operativos actuales de la planta de ácido sulfúrico.
- Realizar un análisis de los equipos correspondientes a la planta de ácido sulfúrico teniendo en cuenta criterios de seguridad, impacto económico, medio ambiente e imagen empresarial.
- Realizar una jerarquización de equipos e identificar los equipos críticos, semicríticos y no críticos basado en la metodología de análisis de criticidad.
- Desarrollar estrategias de mantenimiento para los equipos estáticos críticos y semicríticos aplicando la metodología RBI.
- Desarrollar estrategias de mantenimiento para los equipos rotativos críticos y semicríticos aplicando la metodología RCM y estrategias de inspección.

## 1.5 JUSTIFICACIÓN

El aumento de la productividad y confiabilidad es el principal motivo para establecer estrategias de mantenimiento adecuadas para los diferentes equipos que componen una planta industrial. Además de esto las estrategias de mantenimiento actuales para la planta de ácido sulfúrico no han sido actualizadas desde un largo tiempo y en una empresa como Monómeros Colombo Venezolanos, caracterizada por ir a la vanguardia en uso de tecnología, métodos y procedimientos de mantenimiento, es necesario la implementación y desarrollo de nuevas técnicas de mantenimiento.

Para esto es necesario como primera medida analizar qué sistemas son los más críticos dentro de la planta, para esto se utiliza como principal herramienta la metodología de análisis de criticidad, el cual jerarquiza los equipos como críticos, semicríticos y no críticos. Este análisis brinda una visión acertada de hacia qué equipos se deben enfocar los esfuerzos principales a la hora de desarrollar las estrategias de mantenimiento.

El presente trabajo pretende establecer estrategias de mantenimiento que apunten a reducir los tiempos de indisponibilidad de los equipos de la planta de ácido sulfúrico, y establecer métodos que permitan actuar preventivamente ante las potenciales fallas que puedan presentarse en estos equipos, a la vez de satisfacer la necesidad de hacer algo diferente a los que se viene realizando en el mantenimiento de la planta de ácido sulfúrico.

## 2. MARCO TEORICO

La globalización es una realidad que la industria Colombiana tiene que aceptar, enfrentar y superar para poder sobresalir en el mercado altamente competitivo en el que están participando. “Como resultado de las presiones económicas producidas por la coyuntura mundial, las empresas en distintos sectores industriales están considerando nuevos caminos para redimensionar su entorno de negocio, y muchas de estas direcciones están especialmente enfocadas en la gestión del ciclo de vida de los activos físicos, especialmente en las etapas de operación y mantenimiento”<sup>1</sup>. (Luis Amendola, 2011).

Una de las alternativas que tienen las empresas para subsistir en el mercado es asegurando sus procesos internos buscando las mejores alternativas para aumentar su eficiencia y productividad, poder producir más con menos y manteniendo altos estándares de calidad es la política que los gerentes están promoviendo en sus equipos de trabajo.

Los costos de mantenimiento representan la mayor parte de los costos de operación de todas las manufactureras y plantas de producción. Dependiendo de cada industria, los costos de mantenimiento pueden representar entre 15% y 60% de los costos de producción. Por ejemplo, en la industria alimenticia el promedio de los costos de mantenimiento representan alrededor del 15% del costo de producción, mientras los costos de mantenimiento para el hierro y el acero, pulpa y papel, y otras industrias pesadas representan hasta el 60% ciento de los costos totales de producción.<sup>2</sup>

Encuestas realizadas para determinar la efectividad en la gerencia de mantenimiento han mostrado que una tercera parte del presupuesto utilizado por los departamentos de mantenimiento es desperdiciado como resultado de innecesario o mal ejecutado mantenimiento. Esta ineficiencia en la dirección de mantenimiento además del alto impacto a los costos de operación también repercute significativamente en la capacidad de fabricar productos de calidad y competitivos en el mercado mundial.

Con el desarrollo de la ciencia y la tecnología, el desarrollo de nuevo conocimiento y las nuevas técnicas de análisis, el mantenimiento industrial ha venido evolucionado con una variedad de metodologías y técnicas que se adaptan a todas las necesidades de manera que siempre va a existir la posibilidad de mejorar el desempeño de la gestión de mantenimiento medida en términos de confiabilidad, disponibilidad, seguridad, impacto ambiental, costos, imagen corporativa entre otros.

---

<sup>1</sup> AMENDOLA, Luis, Gestión Integral de activos físicos, PMM institute for learning, 2011. p. 50.

<sup>2</sup> MOBLEY, R. Keith, An introduction to predictive maintenance, Second Edition, 2002. P. 1

Esta necesidad de reducir o eliminar reparaciones innecesarias, evitar fallos catastróficos de la máquina, y reducir el impacto negativo de la operación de mantenimiento en la rentabilidad de la empresa llevó a la gerencia de mantenimiento de la empresa Monómeros a implementar un programa integral de gestión de mantenimiento que optimiza la disponibilidad de maquinaria de proceso, reduce el costo de mantenimiento, mejora la calidad del producto, la productividad y la rentabilidad de las plantas de fabricación y producción.

Monómeros tiene definida una metodología establecida para realizar análisis de criticidad en las instalaciones, sistemas, equipos y componentes de las plantas que conforman el Complejo para lo cual ya existe un documento controlado por el departamento de calidad que contiene el procedimiento a seguir, Ver anexo 1. En el cual definen análisis de criticidad como “La metodología que se utiliza para establecer jerarquías entre instalaciones, sistemas y equipos, en función de su impacto total al negocio, creando una estructura para la toma de decisiones acertadas y efectivas, direccionando el esfuerzo y los recursos en las áreas donde sea más importante y necesario mejorar la confiabilidad”.<sup>3</sup>

Una correcta y detallada clasificación de los equipos de una planta evaluados desde costos de reparación, costos asociados a la pérdida de la capacidad de producción, frecuencias y tipo de fallas, impactos a la seguridad, salud y medio ambiente simplifica y prioriza el trabajo del equipo de mantenimiento enfocando esfuerzos y recursos en los equipos mas importantes o que tienen más influencia en los resultados del proceso además de ser el paso inicial para realizar análisis de confiabilidad.

En este capítulo se presentan los conceptos y aspectos teóricos de un análisis de criticidad siguiendo como guía la norma de inspección basada en riesgos API 580 y API 581 de mayo de 2002 que es la norma que la empresa Monómeros ha adoptado para llevar a cabo los análisis de criticidad a sus plantas. El tener un claro entendimiento de la teoría es indispensable para poder desarrollar el objetivo de este trabajo que es “Desarrollar estrategias de mantenimiento para los activos críticos y semicríticos que componen una planta de producción de ácido sulfúrico, basado en la metodología de análisis de criticidad” para lo cual se hace necesario listar y analizar cada equipo en base a los criterios fundamentales definidos con antelación para realizar el análisis: Seguridad, ambiente, producción, costos de reparación de la falla, tiempo fuera de servicio y la frecuencia de falla.

## **2.1 MARCO CONCEPTUAL**

Las empresas no pueden adquirir permanentemente equipos nuevos para desarrollar su función, debido a los altos costos que requiere, por lo tanto es

---

<sup>3</sup> Procedimiento para realizar análisis de criticidad en los sistemas, equipos y componentes de las plantas del complejo. MONÓMEROS. MAYO 2014

fundamental conservar en un buen estado de funcionalidad su parque industrial, durante ciertos períodos de tiempo (de mediano y largo plazo), para poder mantener precios competitivos en sus bienes o servicios; esto establece entonces una condición de servicio de largo plazo en el mantenimiento de su maquinaria (Gutiérrez, 2014).

La complejidad empresarial de hoy en día, el gran desarrollo tecnológico involucrado en los equipos de producción y en edificios e instalaciones de prestación de servicio, hacen que el mantenimiento se deba estudiar y aplicar con mayor contenido científico, rigurosidad analítica y profundidad, si se desea que alcance su objetivo principal, bajo las condiciones actuales y futuras de sus clientes. (Gutiérrez, 2014). Podemos definir entonces mantenimiento como la ciencia, arte y filosofía (Lindley R. Higgins, 2002) cuya función es asegurar que todo activo continúe desempeñando las funciones que sus usuarios quieren que hagan garantizando la máxima disponibilidad y confiabilidad durante el tiempo requerido para operar en las condiciones técnicas y tecnológicas exigidas previamente por el demandante para producir bienes y servicios que satisfagan a sus usuarios con los niveles de calidad, cantidad y tiempo solicitados, en el momento oportuno al menor costo posible y con los mayores índices de productividad y competitividad posibles.<sup>4</sup>

**2.1.1 Evolución del mantenimiento.** La gestión de mantenimiento ha venido mostrando un comportamiento dinámico y adaptativo a las nuevas exigencias que presenta la industria, adaptándose a las circunstancias históricas, avances tecnológicos y desarrollo de nuevos conocimientos que se van generando con el paso del tiempo, Moubray investigó esta evolución y la enmarcó en tres generaciones, actualmente Alberto Mora complementó esta investigación adicionando la cuarta y quinta generación.

Tabla 1. Evolución del mantenimiento

	<b>Primera Generación</b>	<b>Segunda Generación</b>	<b>Tercera Generación</b>	<b>Cuarta Generación</b>	<b>Quinta Generación</b>
<b>Periodo</b>	1930-1950	1950-1960	1960-1980	1980-1999	2000-20XX
<b>Enfoque</b>	Maquina	Producción	Productividad	Competitividad	Organización-innovación tecnológica industrial (Terotecnología)
<b>Estrategia</b>	<b>Correctivo.</b> Limpieza, servicio y lubricación	<b>Preventivo Predictivo Modificativo</b>	<b>Tácticas de Mantenimiento</b>	<b>Estrategia</b> Relación Mantenimiento-mundo exterior.	<b>Habilidad y competencia</b>

<sup>4</sup> Gutiérrez, A. M. (2014). *Mantenimiento Industrial Efectivo*. Medellín.

	<b>Primera Generación</b>	<b>Segunda Generación</b>	<b>Tercera Generación</b>	<b>Cuarta Generación</b>	<b>Quinta Generación</b>
<b>Periodo</b>	1930-1950	1950-1960	1960-1980	1980-1999	2000-20XX
		Intervenciones mayores a intervalos de tiempo definidos	Relación Producción-Mantenimiento Mantenimiento productivo total TPM  Mantenimiento centrado en confiabilidad RCM  Mantenimiento Combinado TPRCM  Mantenimiento Reactivo RM  Mantenimiento Orientado a los resultados ROM	Mantenimiento centrado en habilidades y competencias CCM.  Mantenimiento centrado en el cliente y el servicio DSM.  Proactivo de clase mundial WCM-PaM	Teratecnológico-Tecnología-Integral Logístico.
<b>Necesidad Específica</b>	Generar el Producto	Estructurar un sistema productivo	Optimizar la producción. Mayor Seguridad.  Cuidado al medio ambiente.  Maximizar la vida útil de los equipos.	Mejorar índices mundiales	Ajustar Producción a la demanda
<b>Objetivo</b>	Reparar Fallos imprevistos	Prevenir Predecir Reparar	Gestar y operar bajo un sistema organizado.	Medir costos, Compararse, Indicadores.	Ciencia y tecnología de punta
<b>Talento Humano</b>	Conocimiento Básico	Habilidades técnicas	Altamente Calificado.	Altamente Calificado. Integral	Altamente Calificado. Integral-Entrenamiento permanente.
<b>Complejidad de las maquinas</b>	Simples y sobredimensionadas	Aumenta la complejidad y el número	Automatizadas, mas complejas y costosas.	Automatizadas.  Facilidad de diagnostico y mantenimiento	Automatizadas. Altamente eficientes.  Facilidad de diagnostico y mantenimiento.

### 2.1.2 Inspección basada en riesgos RBI.

**Análisis de Riesgo:** Aprovechamiento sistematico de la información para identificar fuentes y estimar riesgos, Proporciona las bases para una evaluación, mitigación y

nivel de aceptación de riesgos. La información requerida incluye datos históricos, análisis teóricos, Opiniones de expertos, inquietudes de los accionistas.

**API:** American Petroleum Institute ó Instituto Americano del Petróleo, es la principal asociación comercial de los EE. UU., representando cerca de 400 corporaciones implicadas en la producción, el refinamiento, la distribución, y muchos otros aspectos de la industria del petróleo y del gas natural. Sus principales funciones incluyen la defensa, negociación con las agencias gubernamentales, asuntos legales y negociación con organismos reguladores, investigación de efectos económicos, toxicológicos y ambientales, establecimiento y certificación de los estándares de la industria y programas de acercamiento a la comunidad a través de la educación. Todas sus publicaciones están diseñadas para ayudar a sus usuarios a mejorar la efectividad, eficiencia y rentabilidad de sus operaciones además cumplen con los requisitos legales y reglamentarios a nivel mundial y velan por el cuidado de la salud, seguridad y el medio ambiente.

**Consecuencia:** Es el resultado de un evento. Un evento puede ocasionar una o varias consecuencias positivas y/o negativas. En análisis de seguridad las consecuencias consideradas siempre son negativas y pueden expresarse cualitativa o cuantitativamente.

**Degradación/Deterioro:** Es la reducción en la habilidad que tiene un componente para realizar la función requerida de contención de fluidos, es causada por los mecanismos de dragradación.

**Evento:** Es la ocurrencia de un incidente o situación en un lugar específico en un intervalo de tiempo determinado.

**Falla:** Es la terminación de la capacidad de un sistema, estructura o componente de realizar la función para lo que es requerido, puede ser oculta o evidente.

**Inspección:** Actividades ejecutadas para verificar que las condiciones de materiales, fabricación, construcción, examinación, prueba, reparaciones, etc. estén de acuerdo al código aplicable y/o a las recomendaciones del fabricante.

**Mecanismo de daño o Degradación:** Es un proceso químico que induce un deterioro a nivel micro o macro a un material con el paso del tiempo, produciendo modificaciones perjudiciales a las condiciones del material o en sus propiedades mecánicas. Los mecanismos de degradación son incrementales, acumulativos y en ocasiones irreversibles, los mecanismos de daño más comunes son corrosión, ataque químico, creep, erosión, fatiga y fractura entre otros.

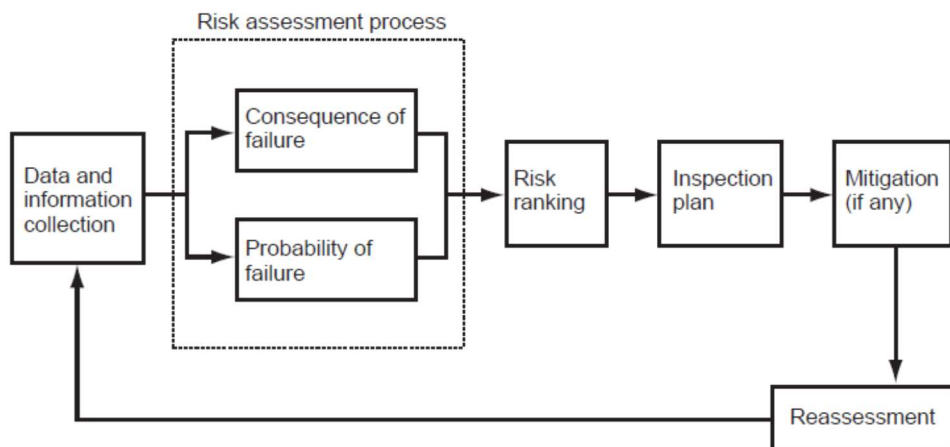
**Norma:** Es un documento que contiene especificaciones precisas que aseguran que los materiales, productos, procesos y servicios se hagan con la calidad necesaria para alcanzar sus objetivos de una forma eficaz. La norma es de aplicación

voluntaria y deben ser elaboradas y/o aprobadas por un organismo normalizador reconocido.

**Práctica recomendada:** Es un documento elaborado por un mecanismo reconocido a modo de guía, que reúne una serie de principios, objetivos y procedimientos aconsejables que se adecuan a una determinada normativa, perspectiva o a un parámetro adoptado y que han demostrado su eficiencia y utilidad en un contexto concreto.

**2.1.2.1 Metodología basada en riesgos RBI** La inspección basada en riesgos RBI proporciona una metodología para evaluar la combinación óptima entre métodos de inspección y frecuencias dirigidos al aseguramiento la integridad mecánica de sistemas y equipos estáticos principalmente para lograr altos niveles de seguridad y confiabilidad de los elementos evaluados. Esta metodología permite desarrollar planes para gestionar los riesgos asociados a los equipos y sistemas intervenidos de una manera costo efectiva, los riesgos son evaluados desde las perspectivas de seguridad, salud y medio ambiente y también desde el impacto económico. RBI logra identificar los mecanismos de degradación que más afectan al equipo y por lo tanto aumentan el riesgo de falla y las acciones de mitigación apropiadas para reducirlo.

Figura 7. Proceso de planeación RBI



Fuente: Norma API 580 Risk – based Inspection

El objetivo de un análisis de criticidad es establecer un método que sirva de instrumento de ayuda en la determinación de la jerarquía de procesos, sistemas y equipos de un proceso de producción complejo, permitiendo subdividir los elementos en secciones que puedan ser manejadas de manera controlada y auditable.

**2.1.3 Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM).** Por definición tenemos que el RCM es un proceso utilizado para determinar que se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieran que haga en su contexto operacional actual. El RCM es una metodología de análisis sistemático, objetivo y documentado, que puede ser aplicado a cualquier tipo de instalación industrial, útil para el desarrollo u optimización de un plan eficiente de mantenimiento.

El RCM fue desarrollado por la United Airline de Estados Unidos, el RCM analiza cada sistema y cómo puede fallar funcionalmente. Los efectos de cada falla son analizados y clasificados de acuerdo al impacto en la seguridad, operación y costo. Estas fallas son estimadas para tener un impacto significativo en la revisión posterior, para la determinación de las raíces de las causas. Teniendo en cuenta esto definiremos a continuación los conceptos más representativos de esta metodología.

### **Contexto operacional**

Antes de comenzar a redactar las funciones deseadas para el activo que se está analizando, se debe tener un claro entendimiento del contexto en el que funciona el equipo. Por ejemplo, dos activos idénticos operando en distintas plantas, pueden resultar en planes de mantenimiento totalmente distintos si sus contextos de operación son diferentes.

### **Funciones y rangos operacionales**

La función se define básicamente como lo que el usuario quiere que haga el equipo y los parámetros de funcionamiento los cuales nos determinan en que rangos operacionales trabajara mi equipo.

Las funciones se pueden clasificar en 2 categorías, primarias y secundarias, las funciones primarias es el motivo por el cual se adquiere el equipo es la función principal y la que necesitamos en nuestro proceso. Por otro lado, las funciones secundarias son funciones que no cubren el rol principal del equipo pero que igualmente el usuario desea que cumpla.

### **Fallas funcionales o estados de falla**

Estas ocurren cuando el equipo deja de cumplir la función bajo los parámetros de funcionamientos para los cuales uno considera aceptable.

## **Modos de falla**

Son los hechos que de manera razonablemente posible puedan haber causado cada modo de falla. Todos los modos de falla asociados a cada falla funcional deben ser identificados durante el análisis de RCM. Al identificar los modos de falla de un equipo o sistema, es importante listar la " causa raíz" de la falla.

## **Los efectos de falla**

Para cada modo de falla deben indicarse los efectos de falla asociados. El " efecto de falla" es una breve descripción de " qué pasa cuando la falla ocurre". Los efectos de falla deben indicar claramente cuál es la importancia que tendría la falla en caso de producirse.

## **Categoría de consecuencias**

La falla de un equipo puede afectar a sus usuarios de distintas formas:

- Poniendo en riesgo la seguridad de las personas" consecuencias de seguridad")
- Afectando al medio ambiente (" consecuencias de medio ambiente")
- Incrementando los costos o reduciendo el beneficio económico de la empresa (" consecuencias operacionales")
- Ninguna de las anteriores (" consecuencias no operacionales")

## **Diferencia entre falla funcional y modos de falla**

La falla funcional identifica un estado de falla. Eso es justamente lo que se busca con los modos de falla: identificar las causas de esos estados de fallas.

## **Fallas ocultas**

Los equipos suelen tener dispositivos de protección, es decir, dispositivos cuya función principal es la de reducir las consecuencias de otras fallas (fusibles, detectores de humo, dispositivos de detención por sobre velocidad / temperatura / presión, etc.). Muchos de estos dispositivos tienen la particularidad de que pueden estar en estado de falla durante mucho tiempo sin que nadie ni nada ponga en evidencia que la falla ha ocurrido.

Si no se hace ninguna tarea de mantenimiento para anticiparse a la falla o para ver si estos dispositivos son capaces de brindar la protección requerida, entonces puede ser que la falla solo se vuelva evidente cuando ocurra aquella otra falla cuyas consecuencias el dispositivo de protección esta para aliviar. Este tipo de fallas se denominan fallas ocultas, dado que requieren de otra falla para volverse evidentes.

**2.1.4 Tipos de mantenimiento.** Tradicionalmente, se consideraba que existían tres tipos de mantenimiento distintos: predictivo, preventivo, y correctivo. Sin embargo, existen cuatro tipos de mantenimiento distintos:

- Mantenimiento predictivo, también llamado mantenimiento a condición.
- Mantenimiento preventivo, que puede ser de dos tipos: sustitución o reacondicionamiento cíclico.
- Mantenimiento correctivo, también llamado trabajo a la falla.
- Mantenimiento detectivo.

**El mantenimiento predictivo o a condición.** El mantenimiento predictivo o mantenimiento a condición consiste en la búsqueda de indicios o síntomas que permitan identificar una falla antes de que ocurra. Por ejemplo, la inspección visual del grado de desgaste de un neumático es una tarea de mantenimiento predictivo, dado que permite identificar el proceso de falla antes de que la falla funcional ocurra. Estas tareas incluyen: inspecciones, monitoreo, chequeos. Tienen en común que la decisión de realizar o no una acción correctiva depende de la condición medida. Para que pueda evaluarse la conveniencia de estas tareas, debe necesariamente existir una clara condición de falla potencial. Es decir, debe haber síntomas claros de que la falla está en el proceso de ocurrir.

**El mantenimiento preventivo.** El mantenimiento preventivo se refiere a aquellas tareas de sustitución o re-trabajo hechas a intervalos fijos independientemente del estado del elemento o componente. Estas tareas solo son válidas si existe un patrón de desgaste: es decir, si la probabilidad de falla aumenta rápidamente después de superada la vida útil del elemento. Debe tenerse mucho cuidado, al momento seleccionar una tarea preventiva (o cualquier otra tarea de mantenimiento, de hecho), en no confundir una tarea que se puede hacer, con una tarea que conviene hacer.

**El mantenimiento correctivo o trabajo a la ruptura.** Si se decide que no se hará ninguna tarea proactiva (predictiva o preventiva) para manejar una falla, sino que se reparara la misma una vez que ocurra, entonces el mantenimiento elegido es un mantenimiento correctivo. ¿Cuándo conviene este tipo de mantenimiento? Cuando el costo de la falla (directos indirectos) es menor que el costo de la prevención, o cuando no puede hacerse ninguna tarea proactiva y no se justifica realizar un rediseño del equipo. Esta opción solo es válida en caso que la falla no tenga consecuencias sobre la seguridad o el medio ambiente. Caso contrario, es obligatorio hacer algo para reducir o eliminar las consecuencias de la falla.

**El mantenimiento detectivo o de búsqueda de fallas.** El mantenimiento detectivo consiste en la prueba de dispositivos de protección bajo condiciones controladas, para asegurarse que estos dispositivos serán capaces de brindar la protección requerida cuando sean necesarios. En el mantenimiento detectivo no se está reparando un elemento que fallo (mantenimiento correctivo), no se está cambiando

ni reacondicionando un elemento antes de su vida útil (mantenimiento preventivo), ni se están buscando síntomas de que una falla está en el proceso de ocurrir (mantenimiento predictivo). Por lo tanto, el mantenimiento detectivo es un cuarto tipo de mantenimiento. A este mantenimiento también se lo llama búsqueda de fallas o prueba funcional, y al intervalo cada el cual se realiza esta tarea se lo llama intervalo de búsqueda de fallas, o FFI, por sus siglas en inglés (Failure-Finding Interval). Por ejemplo, arrojar humo a un detector contra incendios es una tarea de mantenimiento detectivo.

Para el desarrollo de esta metodología se tiene que plantear las 7 preguntas a continuación al sistema que se va a analizar.

RCM plantea 7 en relación al sistema que se va a emplear:

- 1.- ¿Cuáles son las funciones y parámetros de funcionamiento?
- 2.- ¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?
- 3.- ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
- 4.- ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?
- 5.- ¿En qué sentido es importante cada falla?
- 6.- ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?
- 7.- ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva?

### **Consideraciones para la realización de un programa de mantenimiento**

- Agrupar todos los requisitos de trabajo en un área específica, sobre todo si se tiene pérdida de tiempo; sin embargo si se carga excesivamente un área de trabajo con demasiado personal de mantenimiento es un procedimiento ineficaz, el personal debe ser distribuido uniformemente en áreas de trabajo diferentes.
- El resumen de tareas de un programa de mantenimiento, afecta tales situaciones como las horas-hombre, la realización del mantenimiento, la disponibilidad del equipo, y en algunos casos la estructura organizada del mantenimiento.

### **Descripción general de la instalación.**

- Nombre de la instalación, haciendo una breve descripción de la actividad.
- Planes de crecimiento a futuro, señalando la fecha estimada de realización.
- Fecha de inicio de operaciones (únicamente para instalaciones en operación).

- Fecha estimada de inicio de operaciones del proyecto.
- Ubicación de la instalación o proyecto. Calle, ciudad, localidad, municipio, departamento, código postal, teléfono(s) y fax, u otra referencia.
- Coordenadas geográficas de la instalación o proyecto.
- Incluir planos de localización a escala, describiendo y señalando las colindancias de la instalación o proyecto y los usos del suelo en un radio de 500 metros en su entorno, así como la ubicación de zonas vulnerables, tales como: asentamientos humanos, áreas naturales protegidas, zonas de reserva ecológica, cuerpos de agua, etc.; indicando claramente los distanciamientos de las mismas.
- Superficie total de la instalación o proyecto y superficie requerida para el desarrollo de la actividad [m<sup>2</sup>].
- Descripción de accesos (marítimos, terrestres y/o aéreos):
- Infraestructura necesaria. Para el caso de ampliaciones, deberá indicar en forma de lista la infraestructura actual y la proyectada.
- Actividades conexas (industriales, comerciales y/o de servicios) que tengan vinculación con las actividades que se desarrollan o pretendan desarrollar.
- Número de personal en la operación de la instalación.

### **Descripción del proceso**

- Mencionar los criterios de diseño de la instalación o proyecto con base a las características del sitio y a la susceptibilidad de la zona o fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos.
- Descripción detallada del proceso por líneas de producción, reacción principal y secundarias en donde intervienen materiales considerados de alto riesgo (debiendo anexar diagramas de bloques).
- Listar todas las materias primas, productos y subproductos manejados en el proceso, señalando aquellas que se encuentren en los Listados de Actividades Altamente Riesgosas, especificando sustancia, cantidad máxima de almacenamiento en kg, flujo en m<sup>3</sup>/hr, concentración, capacidad máxima de producción, tipo de almacenamiento y equipo de seguridad.
- Tipo de recipientes y/o envases de almacenamiento. Especificar: características, código o estándares de construcción, dimensiones, cantidad o volumen máximo de almacenamiento por recipiente, indicando la sustancia contenida, así como los dispositivos de seguridad instalados en los mismos.
- Describir equipos de proceso y auxiliares, especificando características, tiempo estimado de uso y localización. Asimismo, anexar plano a escala del arreglo general de la instalación o proyecto.
- Condiciones de operación. Anexar los diagramas de flujo, indicando la siguiente información:
  - a. Balance de materia.
  - b. Temperaturas y presiones de diseño y operación.
  - c. Estado físico de las diversas corrientes de proceso.
  - d. Características del régimen operativo de la instalación (continuo o por lotes).

- e. Diagramas de tuberías e instrumentación con base en la ingeniería de detalle y con la simbología correspondiente.

### **Grupo de trabajo.**

**Naturaleza.** El grupo de trabajo es establecido y debe incluir una persona de la función de mantenimiento y de operación y un facilitador especialista en RCM. El grupo de proyecto RCM define y clasifica los objetivos y el alcance del análisis, requerimientos y políticas de criterio de aceptación con respecto a la seguridad y protección del medio ambiente. Tal como se resume a continuación.

El equipo de trabajo debe ser multidisciplinario altamente proactivo, conformado por personas de los departamentos de mantenimiento, operaciones y especialistas. Estas personas deberán estar altamente familiarizadas con los temas que les competan.

El grupo será dirigido por un facilitador que podrá o no provenir de los departamentos nombrados anteriormente. El mejoramiento del desempeño implica contribuciones en actitudes, organización, conocimiento, patrones culturales y resultados.

**Funciones del grupo de trabajo.** Las funciones del grupo de trabajo están enmarcadas en realizar actividades de mejoramiento continuo en las operaciones de la empresa. Estas pueden ser agrupadas en dos frentes de trabajo.

- Actividades reactivas: Análisis Causa Raíz (ACR), solución de problemas.
- Actividades pre activas: Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM). Con el análisis funcional y análisis de criticidad de equipos.
- Actividades previas.

Estos análisis nos permiten conocer el orden de implantación de las técnicas a usar, de manera de garantizar un impacto significativo en los sistemas estudiados.

**Tareas principales del análisis RCM.** Los principales elementos del análisis RCM se resumen en doce pasos como sigue:

- Estudios y preparación.
- Definición y selección de sistemas.
- Análisis funcional de la falla.
- Selección de ítems críticos.
- Tratamiento de los ítems no críticos.
- Colección y análisis de los datos.
- Análisis de los modos de fallo y sus efectos.

- Selección de las tareas de mantenimiento.
- Determinación de los intervalos de mantenimiento.
- Análisis y comparación de las estrategias de mantenimiento.
- Implantación de recomendaciones.
- Seguimiento de resultados.

**Estudios y preparación.** Definir claramente los objetivos que se persiguen con el análisis que se va a realizar, ya que su definición condicionará el alcance del estudio. Se selecciona los sistemas objeto de evaluación y se establece el monograma del proyecto, identificándose los recursos necesarios.

**Definición y selección de sistemas.** Después de la definición para la ejecución del análisis RCM en la planta, se consideran dos preguntas:

¿Para cuál de los sistemas el análisis es beneficioso, comparado con la planificación tradicional?

¿A qué nivel de instalación (planta, sistema, subsistemas, etc.) debe ser conducido la ejecución del RCM?

La descripción de la instalación del proceso jerárquico (registros, flujogramas) es una buena herramienta para el sistema.

**Análisis funcional de la falla.** Finalizado el anterior paso, el siguiente es definir e identificar las funciones de los equipos y componentes de los equipos en estudio. Para el sistema seleccionado en el subtítulo anterior en análisis, deben considerarse los siguientes aspectos:

1. Identificar y describir las funciones de los sistemas y el criterio de ejecución.
2. Describir los requerimientos de operación del sistema.
3. Identificar las formas cómo pueden fallar las funciones de los equipos seleccionados.

**Selección de ítems críticos.** El objetivo fundamental de esta tarea es la identificación de los componentes que se consideran críticos para el adecuado funcionamiento del sistema en cuestión. La catalogación de un componente como crítico supondrá la exigencia de establecer alguna tarea eficiente de mantenimiento preventivo o predictivo que permita impedir sus posibles causas de fallo.

**Tratamiento de los ítems no críticos.** En el paso anterior los ítems críticos se seleccionan para el análisis extenso del RCM. Pero ocurre que en el sistema existen ítems que no son analizados, en este caso las plantas tienen un programa de mantenimiento para estos ítems no críticos, o realizar el mantenimiento según las especificaciones técnicas del proveedor.

Aunque la teoría del RCM admite que a los componentes considerados como no críticos se les deje operar hasta su fallo sin aplicarles ningún tipo de mantenimiento preventivo, se recomienda efectuar una evaluación de estos componentes no críticos antes de tomar esta decisión.

**Colección y análisis de los datos.** Los datos necesarios para el análisis RCM, pueden ser categorizados en los siguientes tres grupos:

- Datos de diseño.
- Datos operacionales.
- Datos de confiabilidad.

Para el análisis de los datos, se aplican las técnicas estadísticas y la probabilidad, con el ajuste apropiado a una ley de distribución de probabilidades, que proporcionan, una solución gráfica del análisis de las curvas trazadas; el tipo de análisis que relaciona los posibles modos de fallo que puede ser extendido con la revisión de las curvas anteriores.

**Análisis de los Modos de Fallo y sus Efectos.** El objetivo de este paso es identificar los modos de falla dominantes, tal como se describió anteriormente usándose diferentes métodos de identificación de fallas.

**Selección de las tareas de mantenimiento.** El resultado de la tarea de selección de ítems críticos, es la lista de componentes (críticos y no críticos seleccionados) a los que convendrá identificar una tarea eficiente de mantenimiento preventivo o predictivo. El objetivo de la presente tarea es efectuar dicha asignación de actividades de mantenimiento. De forma genérica, el proceso de selección de tareas de mantenimiento se inicia con la identificación de las causas más probables asociadas a los distintos modos de fallo de los componentes considerados.

**Implantación de recomendaciones.** Una vez seleccionadas las actividades de mantenimiento consideradas más eficientes para los diferentes componentes analizados, se establecen las recomendaciones finales del estudio RCM y se lleva a cabo su implantación. En primer lugar, se efectúa la comparación de las tareas de mantenimiento vigentes en la instalación con las recomendaciones del análisis RCM.

El resultado de esta actividad es el conjunto final de tareas de mantenimiento que se propone aplicar a cada componente. Dichas tareas finales de mantenimiento habrán surgido de aplicar los siguientes criterios:

- Si una tarea vigente de mantenimiento en la planta no ha sido recomendada por el estudio RCM, se propondrá su anulación.

- Si una tarea de mantenimiento recomendada por el estudio RCM no se está aplicando en la actualidad, se propondrá su incorporación al plan de mantenimiento.
- Si una tarea vigente de mantenimiento en la planta coincide con una tarea recomendada por el estudio RCM, se propondrá su retención.
- Si la frecuencia de una tarea vigente de mantenimiento en la planta no coincide con la de una tarea recomendada por el estudio RCM con el mismo contenido, se propondrá su modificación.

A partir de dichas recomendaciones finales, se deberá proceder a la redacción del nuevo plan de mantenimiento que se propone para la instalación. Para ello, es imprescindible la aprobación de las recomendaciones propuestas por parte de la gerencia, quien además fijará los criterios de aplicación y asignará los recursos necesarios.

**Seguimiento de resultados.** El seguimiento y el análisis de los resultados que se van obteniendo en la planta con la implantación del nuevo programa de mantenimiento son tareas que resultan de capital importancia para la evaluación de su eficacia. Este proceso requerirá, por una parte, la definición de los parámetros e índices de seguimiento, la implantación de los pertinentes procesos de captación de la información básica necesaria, el establecimiento del adecuado procedimiento de actuación y la correspondiente asignación de recursos.

La necesidad de considerar nuevas técnicas de mantenimiento, añadir algún posible modo de fallo o componente no analizado inicialmente o revisar las hipótesis de estudio, sus conclusiones entre otras, harán conveniente la actualización global de estudio del RCM, cada cierto tiempo con el fin de minimizar la obsolescencia de las recomendaciones aportadas con el paso del tiempo.

**Beneficios del RCM.** La implementación del RCM debe llevar a equipos más seguros y confiables, reducciones de costos (directos e indirectos), mejora en la calidad del producto, y mayor cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente. El RCM también está asociado a beneficios humanos, como mejora en la relación entre distintas áreas de la empresa, fundamentalmente un mejor entendimiento entre mantenimiento y operaciones.

### 3. RECOPIACIÓN Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

Debido a la necesidad de una actualización de todas las tareas de mantenimiento de los equipos críticos y semicríticos de la planta No 20 de Ácido sulfúrico es requerido hacer un análisis de todos los activos de esta para poder priorizarlos y definir su criticidad.

#### 3.1 SANEAMIENTO DE ACTIVOS

El primer paso para dar comienzo a la identificación de equipos críticos es identificar todos los equipos dentro de la planta, ya que la compañía tenía información de la existencia de los equipos, pero esta estaba desactualizada y para realizar un trabajo óptimo era necesario revisar la existencia física de cada uno de los ítems que fueron identificados y comprobar si realmente se contaba con ese activo. Para esto se extrajo la información que se tenía de SAP sobre los diferentes activos, además de esto se definió para cada activo un tipo y una clase. El tipo está relacionado con la funcionalidad del equipo para lo cual se definieron 4 clasificaciones principales y 4 secundarias, en la clasificación de tipo principal tenemos ELECTRICOS, ESTATICOS, ROTATIVOS Y INSTRUMENTACION y otros cuatro secundarios que serían PLANTA, SECCION, SISTEMA y OBRA CIVIL que están relacionados con la estructura de la planta como tal. La clase está relacionada con el nombre del activo como tal, lo cual ayudaría a simplificar los análisis y a relacionar diferentes equipos entre sí, para tener la idea más clara tenemos un ejemplo a continuación.

Figura 8. Ejemplo clasificación tipo y clase

19	Motor de DX2005	Eléctrico	Motor
20	Variador de velocidad de DX2005	Eléctrico	Variador
21	Reductor de DX2005	Rotativo	Reductor
22	foso fundidor azufre A	Estático	Foso

Para el caso del motor de DX2005 sería de un tipo eléctrico y la clase sería motor. Teniendo en cuenta esto se desarrolló una tabla donde se evidencia para cada activo identificando su clase y su tipo que se presentan en el Anexo B.

Del análisis de activos se determinó que hay 526 activos registrados que se dividieron según su tipo y clase quedando distribuidos de la forma que se muestra en la tabla 2:

Tabla 2. Distribución de activos por clase y tipo

<b>Etiquetas de fila</b>	<b>Cuenta de Activo</b>
<b>Civil</b>	<b>2</b>
<b>Eléctrico</b>	<b>26</b>
Motor	21
Panel	3
UPS	1
Variador	1
<b>Estático</b>	<b>120</b>
Caldera	2
chimenea	1
Convertidor	1
Ducteria	1
Economizador	1
Enfriador	7
Filtro	3
Foso	4
Horno	1
Intercambiador	29
Línea	5
Sobrecalentador	1
Tanque	7
Torre	4
Torre	1
Trampa de vapor	41
válvula de	
Seguridad	9
Vasija	2
<b>Instrumento</b>	<b>311</b>
Alarma	13
Anunciador	2
Controlador	23
Indicador	76
Medidor Multigas	1
Registro	26
Sensor	47
Solenoides	6
Switch	18

<b>Etiquetas de fila</b>	<b>Cuenta de Activo</b>
Tacómetro	1
Transducer	20
Transmisor	42
válvula	35
Video Registrador	1
<b>PLANTA</b>	<b>1</b>
<b>Rotativo</b>	<b>24</b>
Bomba	19
Reductor	1
Soplador	2
Tambor	1
Turbina	1
<b>SECCION</b>	<b>4</b>
<b>sistema</b>	<b>38</b>
<b>Total general</b>	<b>526</b>

Se puede observar que el resultado final del análisis de activos fue que hay 26 activos de tipo eléctrico, 120 de tipo estático, 311 de instrumentación y 24 activos de tipo rotativo. Luego de tener toda esta información se realiza una revisión de la existencia física de los activos para comprobar que activos son realmente los que se encuentren en existencia y además no estén obsoletos y se estén usando con el fin de realizar un análisis de criticidad efectivo. Se realizaron visitas continuas a la planta No 20 de ácido sulfúrico en conjunto con los trabajadores de la planta chequeando la información. Luego de la revisión se identificó que de los 526 activos 359 existen, están en uso y son productivos y se presentaran en el anexo C.

### 3.2 ANALISIS DE CRITICIDAD

Luego de revisar la existencia física de los equipos, revisando que efectivamente existan, estén en uso y sean productivos se puede iniciar con el análisis de criticidad de los equipos.

El análisis de criticidad como se mencionó anteriormente es una herramienta para identificar los equipos más críticos dentro de una operación o una planta, para el caso en estudio son los equipos críticos de la planta No 20 de ácido sulfúrico, el proceso que se realizó para la identificación de los equipos críticos se llevó a cabo teniendo en cuenta la metodología que utiliza la compañía (Monómeros Colombo Venezolanos) que se menciona a continuación.

- SCREENING INICIAL
- DEFINICION DE CRITERIOS

- METODOLOGIA DE PONDERACION
- REUNION CON ESPECIALISTAS
- JERARQUIZACION
- DEFINICION DE EQUIPOS
- CLASIFICACION DE MANTENIMIENTO

**3.2.1 Screening inicial.** El primer paso de la metodología es analizar el listado que se tiene y verificar a cuáles realmente serán objeto del estudio, equipos de bajo costo o sub-equipos cobijados a un equipo padre serian relegados para sacar una lista final. Entonces para tal fin se seleccionaron los equipos rotativos y estáticos principales y los sistemas de protección de plantas. Este proceso se realizó con el ingeniero especialista encargado de la planta de ácido sulfúrico.

Luego de analizar todos los activos, se determinó que los activos para análisis son los que se presentan en la tabla 3:

Tabla 3. Identificación de activos a analizar

NUMERO	Descripción	Clase de equipo
1	Convertidor	Estático
2	Control de temperatura D2001	Instrumento
3	Torre absorción intermedia	Estático
4	Control concentración ácido D2003	Instrumento
5	Flujo en D2003	Instrumento
6	Torre de absorción final	Estático
7	Control de concentración ácido D2006	Instrumento
8	Control de flujo ácido en D2006	Instrumento
9	Intercambiador frio # 2	Estático
10	Enfriador de ácido D2002/03	Estático
11	Control eléctrico de tensión E2004	Instrumento
12	Control de pH en E2004	Instrumento
13	Temperatura en el E2004	Instrumento
14	Enfriador de ácido D2006 (Antiguo E-2005 que reemplaza al actual E-2006(intercambiador de placas))	Estático
15	Analizador de PH agua E2006	Instrumento
16	Control eléctrico de tensión E2005	Instrumento
17	Contl temp ácido by pass E2005	Instrumento

NUMERO	Descripción	Clase de equipo
18	Filtro de gas caliente	Estático
19	Control de concentración SO2 F2003	Instrumento
20	Control de temperatura en F2003	Instrumento
21	Tanque bombeo de T.A.I	Estático
22	Transmisor flujo agua dilución	Instrumento
23	Control de nivel T2002	Instrumento
24	Bomba envío ácido T2002 al E2004	Rotativos
25	Bomba envío ácido T2002 al E2004	Rotativos
26	Temperatura de gases a T.A.I	Instrumento
27	Tanque de bombeo de acido	Estático
28	Transmisor flujo agua dilución	Instrumento
29	Bomba de torre absorción final	Rotativos
30	Bomba de drenaje de acido	Rotativos
31	Tanque de ácido sulfúrico premium	Estático
32	Bomba de despacho acido premium	Rotativos
33	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	Estático
34	Líneas de ácido de Pta 20 a consumidores	Estático
35	Chimenea de planta 20	Estático
36	Control concentración emisiones XT2001	Instrumento
37	Panel de relevos planta 20	Eléctrico
38	UPS de Planta 20	Eléctrico
39	Tambor escamador de azufre	Rotativos
40	Vasija de agua de enfriamiento	Estático
41	foso almacenamiento azufre A	Estático
42	Bomba envío de azufre fundido	Rotativos
43	foso fundidor azufre B	Estático
44	Bomba envío de azufre fundido	Rotativos
45	Foso almacenamiento azufre fundido pta20	Estático
46	Bomba azufre al horno	Rotativos
47	Bomba azufre al horno	Rotativos
48	Foso almacenamiento azufre fundido pta2	Estático
49	Bomba envío de azufre a J2002	Rotativos
50	Bomba envío de azufre a J2002	Rotativos
51	Control de presión de vapor en fosos	Instrumento
52	Línea envío de azufre fundido a Pta 20	Estático
53	Torre de óleum	Estático
54	Control concentración ácido D2004	Instrumento
55	Control de flujo D2004	Instrumento

NUMERO	Descripción	Clase de equipo
56	Intercambiador caliente	Estático
57	Intercambiador frio # 1	Estático
58	Enfriador de óleum del D2004	Estático
59	Control de pH en E2004A	Instrumento
60	Enfriador de óleum de D2004	Estático
61	Control de pH en E2005A	Instrumento
62	Enfriador de óleum de D2004	Estático
63	Control de pH en E2006A	Instrumento
64	Tanque de torre de óleum	Estático
65	Transmisor de flujo óleum 98%	Instrumento
66	Transmisor de nivel T2004	Instrumento
67	Bomba de la torre de óleum	Rotativos
68	Tanque de óleum	Estático
69	Transmisor de nivel T2006	Instrumento
70	Caldera de recuperación No 1	Estático
71	Control de flujo B2001	Instrumento
72	Control de nivel de la B2001	Instrumento
73	Control de presión en B2001	Instrumento
74	Caldera de recuperación No 2	Estático
75	Sobrecalentador	Estático
76	Control de la HYV2013	Instrumento
77	Control de la HYV2014	Instrumento
78	Válvula térmica de vapor 14in	Estático
79	Válvula térmica de gases 18in	Estático
80	Economizador	Estático
81	Torre secado de aire	Estático
82	Control de flujo en D2002	Instrumento
83	Horno quemador de azufre	Estático
84	Control de flujo HX2001	Instrumento
85	Control de temperatura HX2001	Instrumento
86	Soplador principal de aire	Rotativos
87	Filtro de succión de K2001	Estático
88	Sistema de lubricación K2001	Estático
89	Control de presión K2001	Instrumento
90	Transmisor flujo de vapor TK2001	Instrumento
91	Válvula control vapor entrada TK2001	Instrumento
92	Soplador auxiliar de aire	Rotativos
93	Ducteria de pta 20	Estático

En total resultaron 93 equipos clasificados de la manera mostrada en la tabla 4.

Tabla 4. Distribución de activos a analizar

Clase de equipo	Total
Eléctrico	2
Estático	38
Instrumento	38
Rotativos	15
<b>Total general</b>	<b>93</b>

**3.2.2 Definición de criterios.** Luego de definir los activos que se van a analizar se procede a definir en base a qué criterios se va a tomar la evaluación de criticidad, los criterios fundamentales que se tomaron en este análisis son: Seguridad, ambiente, producción, costos de reparación de la falla, tiempo fuera de servicio y la frecuencia de falla.

- **Frecuencia de falla:** Es el número de veces que falla cualquier componente de un sistema.
- **Pérdida de producción:** Es el porcentaje de producción que se afecta cuando ocurre una falla.
- **Nivel de producción de la planta:** Es la capacidad normal de la planta.
- **Porcentaje de afectación:** Es el porcentaje de la capacidad normal de la planta, que se ve afectada por la ocurrencia de la falla.
- **Tiempo fuera de servicio (TFS):** Es el tiempo que el equipo o la planta permanece fuera de servicio mientras se reparara la falla.
- **Costo de reparación:** Costo generado para reparar la falla.
- **Impacto en seguridad:** Medición de las consecuencias generadas por la ocurrencia de eventos no deseados con daños a personas.
- **Impacto ambiental:** Afectación por la ocurrencia de eventos no deseados con daños al ambiente.
- **Impacto a la comunidad:** Afectación por la ocurrencia de eventos no deseados con afectación a la comunidad.

**3.2.3 Metodología de ponderación.** Luego de tener definido los criterios de evaluación procedemos a explicar la metodología de evaluación. El método a utilizar sería el método semicuantitativo, teniendo en cuenta la definición de criticidad.

CRITICIDAD = FRECUENCIA X CONSECUENCIA

- **Frecuencia** = Está asociada al número de eventos o fallas que ha presentado el sistema o equipo evaluado. (# Fallas/año)
- **Consecuencia** = Está referida al impacto global que ocasione la falla, teniendo en cuenta, impacto económico, impacto a la seguridad, al ambiente y a la comunidad.
- **Impacto económico** = Pérdida de producción (USD) + Costo de reparación (USD)
- **Pérdida de producción (USD)** = Producción de la planta (TM/hr) x TFS (hrs) x % de afectación x Contribución marginal (USD/TM)

En la tabla 5 se presenta los criterios para evaluar las consecuencias de una falla, dando una calificación de 1 a 5, siendo 1 la de menor consecuencia y 5 la de mayor consecuencia. La consecuencia total será la calificación mayor entre impacto económico, impacto a la seguridad, impacto al medio ambiente o impacto a la seguridad.

En la tabla 6 se presentan los rangos para evaluar la frecuencia de falla, partiendo desde una falla cada 3 años (0.33 fallas/año) hasta 6 fallas por año, calificadas en cinco categorías.

La jerarquización se dará mediante la ubicación del sistema, equipo o componente en una matriz. La cual presenta tres niveles de criticidad: Crítico, Semicrítico y No Crítico. Ver figura 9.

Tabla 5. Criterios de evaluación criticidad

CRITERIOS Y RANGOS PARA EVALUAR LAS CONSECUENCIAS DE FALLAS				
	Impacto Económico (pérdida de producción + costo de reparación)	Impacto al medio ambiente	Impacto a la salud y seguridad personal	Impacto a la comunidad
1	Pérdidas menores o iguales a USD 10,000	Sin afectación o afectación leve sin amenaza ambiental	Sin lesión o efecto a la salud o solo primeros auxilios o tratamiento médico puntual.	No registra cobertura o cobertura mediática en el área de influencia
2	Pérdidas entre USD 10,000 y USD 25,000	Afectación leve con amenaza ambiental	Lesión menor sin incapacidad	Campana mediática local adversa
3	Pérdidas entre USD 25,000 y USD 100,000	Afectación fuera de los límites de la planta	Incapacidad temporal	Campana mediática regional adversa
4	Pérdidas entre USD 100,000 y USD 1,000,000	Fuga o derrame masivo, daño a largo plazo	Incapacidad permanente	Campana mediática nacional adversa
5	Lucro cesante mayor a 60 días o pérdidas superiores a USD 1,000,000	Daño ambiental a gran escala, irreversible	Una o más fatalidades	Campana mediática internacional adversa

Fuente : Monomeros Colombo-Venezolano. Procedimiento análisis de criticidad.

Tabla 6. Clasificación frecuencia de falla

FRECUENCIA DE FALLA	
1	Nunca antes ha ocurrido en la empresa
2	Menor o igual a una falla por año.
3	Entre 2 y 3 Fallas/año
4	Entre 4 y 5 Fallas /año
5	Mayor a 6 Fallas/año

Fuente : Monomeros Colombo-Venezolano. Procesedimiento análisis de criticidad.

Figura 9. Matriz de criticidad

<b>FRECUENCIA</b>	5			Crítico		
	4					
	3		Semicrítico			
	2					
	1	No Crítico				
		1	2	3	4	5
		<b>CONSECUENCIA</b>				

Fuente : Monomeros Colombo-Venezolano. Procedimiento análisis de criticidad

**3.2.4 Reunión con especialistas.** Después de tener claro los criterios y la forma de medición lo siguiente es la reunión con especialistas y supervisores de las diferentes especialidades para que por cada tipo de especialidad dar los valores a cada uno de los criterios. Las reuniones se separan en cuatro grupos MECANICO, ROTATIVO, ELECTRICO, INSTRUMENTACION

El procedimiento a seguir es el siguiente:

Definir la unidad de proceso a la cual se le va a realizar el estudio de análisis de criticidad.

Definir el equipo natural de trabajo, el cual debe estar conformado por:

- Facilitador
- Ingeniero de Confiabilidad y Mantenimiento
- Superintendente de Planta
- Ingeniero del Grupo de Ingeniería Química.
- Ingeniero de Riesgos
- Coordinador de Mantenimiento

Tener disponible información de la planta, tales como descripción técnica de los sistemas de la planta, diagramas de instrumentos y proceso P&ID, diagramas de flujo, historial de fallas, etc.

Evaluar en conjunto en el grupo natural de trabajo las consecuencias y frecuencias de las fallas en los equipos y componentes en estudio, basados en la metodología dada en el punto.

Se realizaron las reuniones con los diferentes grupos de especialidad y se analizó cada variable para cada activo resultando de la siguiente manera:

### 3.3 EQUIPOS ESTÁTICOS

Tabla 7. Análisis de criticidad equipos estáticos

Descripción	Producción de la planta (TM/hr)	Contribución marginal (US\$/TM)	Tiempo fuera de servicio (hrs)	% de afectación	Costo de Reparación (US \$)	Frecuencia de fallas / Año	Impacto Ambiental	Salud Seguridad Personal	Impacto a la Comunidad	Pérdida de Producción (TM)	Impacto Económico	Impacto Económico	Impacto a la producción (US \$)	Consecuencia	Frecuencia	Criticidad
Convertidor	8,96	40,00	288	100,0%	\$ 18.000,00	0,05	2	1	1	2.580,48	4	\$ 121.219,20	\$ 103.219,20	4	2	8
Torre absorción intermedia	8,96	40,00	168	100,0%	\$ 70.000,00	0,13	2	1	1	1.505,28	4	\$ 130.211,20	\$ 60.211,20	4	2	8
Torre de absorción final	8,96	40,00	168	100,0%	\$ 70.000,00	0,13	2	1	1	1.505,28	4	\$ 130.211,20	\$ 60.211,20	4	2	8
Intercambiador frio # 2	8,96	40,00	66	100,0%	\$ 15.000,00	0,08	2	1	1	591,36	3	\$ 38.654,40	\$ 23.654,40	3	2	6
Enfriador de ácido D2002/03	8,96	40,00	4	100,0%	\$ 30.000,00	0,20	1	1	1	35,84	3	\$ 31.433,60	\$ 1.433,60	3	2	6
Enfriador de ácido D2006 (Antiguo E-2005 que reemplaza al actual E-2006(intercambiador de placas))	8,96	40,00	4	60,0%	\$ 30.000,00	0,20	1	1	1	21,50	3	\$ 30.860,16	\$ 860,16	3	2	6
Filtro de gas caliente	8,96	40,00	4	100,0%	\$ 1.500,00	0,13	2	1	1	35,84	1	\$ 2.933,60	\$ 1.433,60	2	2	4
Tanque bombeo de T.A.I	8,96	40,00	40	100,0%	\$ 135.000,00	0,07	2	2	1	358,40	4	\$ 149.336,00	\$ 14.336,00	4	2	8
Tanque de bombeo de acido	8,96	40,00	40	100,0%	\$ 135.000,00	0,07	2	2	1	358,40	4	\$ 149.336,00	\$ 14.336,00	4	2	8
Tanque de ácido sulfurico premium	8,96	40,00	8	100,0%	\$ 4.000,00	0,10	2	1	1	71,68	1	\$ 6.867,20	\$ 2.867,20	2	2	4

Descripción	Producción de la planta (TM/hr)	Contribución marginal (US\$/TM)	Tiempo fuera de servicio (hrs)	% de afectación	Costo de Reparación (US \$)	Frecuencia de fallas / Año	Impacto Ambiental	Salud Seguridad Personal	Impacto a la Comunidad	Pérdida de Producción (TM)	Impacto Económico	Impacto Económico	Impacto a la producción (US \$)	Consecuencia	Frecuencia	Criticidad
Líneas de ácido sulfurico de Pta 20	8,96	40,00	12	100,0%	\$ 10.000,00	0,50	1	3	1	107,52	2	\$ 14.300,80	\$ 4.300,80	3	2	6
Líneas de ácido de Pta 20 a consumidores	8,96	40,00	8	0,0%	\$ 10.000,00	0,20	1	3	1	0,00	1	\$ 10.000,00	\$ 0,00	3	2	6
Chimenea de planta 20	8,96	40,00	8	100,0%	\$ 7.000,00	0,13	2	1	1	71,68	1	\$ 9.867,20	\$ 2.867,20	2	2	4
Vasija de agua de enfriamiento	8,96	40,00	4	0,0%	\$ 1.500,00	0,10	1	1	1	0,00	1	\$ 1.500,00	\$ 0,00	1	2	2
foso almacenamiento azufre A	8,96	40,00	2160	0,0%	\$ 14.000	0,07	1	2	1	0,00	2	\$ 14.000,00	\$ 0,00	2	2	4
foso fundidor azufre B	8,96	40,00	2160	100,0%	\$ 15.000	0,71	1	1	1	19.353,60	4	\$ 789.144,00	\$ 774.144,00	4	2	8
Foso almacenamiento azufre fundido pta20	8,96	40,00	96	100,0%	\$ 10.000	0,07	1	2	1	860,16	3	\$ 25.000	\$ 25.000	2	2	4
Foso almacenamiento azufre fundido pta2	8,96	40,00	96	100,0%	\$ 10.000	0,07	1	2	1	860,16	3	\$ 25.000	\$ 25.000	2	2	4
Línea envío de azufre fundido a Pta 20	8,96	40,00	8	0,0%	\$ 1.000,00	6,00	1	2	1	0,00	1	\$ 1.000,00	\$ 0,00	2	5	10
Torre de óleum	8,96	40,00	10	100,0%	\$ 6.000,00	0,13	2	1	1	89,60	1	\$ 9.584,00	\$ 3.584,00	2	2	4
Intercambiador caliente	8,96	40,00	66	100,0%	\$ 15.000,00	0,08	2	1	1	591,36	3	\$ 38.654,40	\$ 23.654,40	3	2	6
Intercambiador frio # 1	8,96	40,00	66	100,0%	\$ 15.000,00	0,08	2	1	1	591,36	3	\$ 38.654,40	\$ 23.654,40	3	2	6
Enfriador de óleum del D2004	8,96	40,00	18	30,0%	\$ 50.000,00	0,07	2	1	1	48,38	3	\$ 51.935,36	\$ 1.935,36	3	2	6
Enfriador de óleum de D2004	8,96	40,00	18	30,0%	\$ 50.000,00	0,07	2	1	1	48,38	3	\$ 51.935,36	\$ 1.935,36	3	2	6
Enfriador de óleum de D2004	8,96	40,00	18	30,0%	\$ 50.000,00	0,07	2	1	1	48,38	3	\$ 51.935,36	\$ 1.935,36	3	2	6

Descripción	Producción de la planta (TM/hr)	Contribución marginal (US\$/TM)	Tiempo fuera de servicio (hrs)	% de afectación	Costo de Reparación (US \$)	Frecuencia de fallas / Año	Impacto Ambiental	Salud Seguridad Personal	Impacto a la Comunidad	Pérdida de Producción (TM)	Impacto Económico	Impacto Económico	Impacto a la producción (US \$)	Consecuencia	Frecuencia	Criticidad
Tanque de torre de óleum	8,96	40,00	8	30,0%	\$ 4.000,00	0,10	2	1	1	21,50	1	\$ 4.860,16	\$ 860,16	2	2	4
Tanque de óleum	8,96	40,00	8	100,0%	\$ 4.000,00	0,10	2	1	1	71,68	1	\$ 6.867,20	\$ 2.867,20	2	2	4
Caldera de recuperación No 1	8,96	40,00	168	100,0%	\$ 20.000,00	0,07	2	2	1	1.505,28	3	\$ 80.211,20	\$ 60.211,20	3	2	6
Caldera de recuperación No 2	8,96	40,00	168	100,0%	\$ 20.000,00	0,07	2	2	1	1.505,28	3	\$ 80.211,20	\$ 60.211,20	3	2	6
Sobrecalentado	8,96	40,00	168	100,0%	\$ 20.000,00	0,07	2	2	1	1.505,28	3	\$ 80.211,20	\$ 60.211,20	3	2	6
Válvula térmica de vapor 14in	8,96	40,00	48	100,0%	\$ 35.000,00	0,50	1	1	1	430,08	3	\$ 52.203,20	\$ 17.203,20	3	2	6
Válvula térmica de gases 18in	8,96	40,00	48	100,0%	\$ 35.000,00	0,50	1	1	1	430,08	3	\$ 52.203,20	\$ 17.203,20	3	2	6
Economizador	8,96	40,00	168	100,0%	\$ 20.000,00	0,07	2	2	1	1.505,28	3	\$ 80.211,20	\$ 60.211,20	3	2	6
Torre secado de aire	8,96	40,00	168	100,0%	\$ 70.000,00	0,13	2	1	1	1.505,28	4	\$ 130.211,20	\$ 60.211,20	4	2	8
Horno quemador de azufre	8,96	40,00	240	100,0%	\$ 35.000,00	2,00	1	1	1	2.150,40	4	\$ 121.016,00	\$ 86.016,00	4	3	12
Filtro de succión de K2001	8,96	40,00	8	100,0%	\$ 20.000,00	0,20	1	1	1	71,68	2	\$ 22.867,20	\$ 2.867,20	2	2	4
Sistema de lubricación K2001	8,96	40,00	6	100,0%	\$ 6.000,00	0,10	1	1	1	53,76	1	\$ 8.150,40	\$ 2.150,40	1	2	2
Ductería de pta 20	8,96	40,00	6	100,0%	\$ 7.000,00	4,00	2	2	1	53,76	1	\$ 9.150,40	\$ 2.150,40	2	4	8

### 3.4 EQUIPOS ROTATIVOS

Tabla 8. Análisis de criticidad equipos rotativos

Descripción	Producción de la planta (TM/hr)	Contribución marginal (US\$/TM)	Tiempo fuera de servicio (hrs)	% de afectación	Costo de Reparación (US \$)	Frecuencia de fallas / Año	Impacto Ambiental	Salud Seguridad Personal	Impacto a la Comunidad	Pérdida de Producción (TM)	Impacto Económico	Impacto Económico	Impacto a la producción (US \$)	Consecuencia	Frecuencia	Criticidad
Bomba envío ácido T2002 al E2004	8,96	40,00	20	0,0%	\$ 15.000,00	0,50	2	3	1	0,00	2	\$ 15.000,00	\$ 0,00	3	2	6
Bomba envío ácido T2002 al E2004	8,96	40,00	20	0,0%	\$ 15.000,00	0,50	2	3	1	0,00	2	\$ 15.000,00	\$ 0,00	3	2	6
Bomba de torre absorción final	8,96	40,00	8	100,0%	\$ 12.000,00	0,50	3	3	2	71,68	2	\$ 14.867,20	\$ 2.867,20	3	2	6
Bomba de drenaje de ácido	8,96	40,00	8	25,0%	\$ 12.000,00	2,00	1	3	1	17,92	2	12716,80	716,80	3	3	9
Bomba de despacho ácido Premium	8,96	40,00	20	0,0%	\$ 12.000,00	4,00	2	3	1	0,00	2	\$ 12.000,00	\$ 0,00	3	4	12
Tambor escamador de azufre	8,96	40,00	4	0,0%	\$ 500,00	0,10	1	1	1	0,00	1	\$ 500,00	\$ 0,00	1	2	2
Bomba envío de azufre fundido	8,96	40,00	8	10,0%	\$ 12.000,00	4,00	1	3	1	7,17	2	\$ 12.286,72	\$ 286,72	3	4	12
Bomba envío de azufre fundido	8,96	40,00	8	10,0%	\$ 12.000,00	4,00	1	3	1	7,17	2	\$ 12.286,72	\$ 286,72	3	4	12
Bomba azufre al horno	8,96	40,00	1	100,0%	\$ 12.000,00	4,00	1	3	1	8,96	2	\$ 12.358,40	\$ 358,40	3	4	12
Bomba azufre al horno	8,96	40,00	1	100,0%	\$ 12.000,00	4,00	1	3	1	8,96	2	\$ 12.358,40	\$ 358,40	3	4	12
Bomba envío de azufre a J2002	8,96	40,00	1	100,0%	\$ 12.000,00	4,00	1	3	1	8,96	2	\$ 12.358,40	\$ 358,40	3	4	12
Bomba envío de azufre a J2002	8,96	40,00	1	100,0%	\$ 12.000,00	4,00	1	3	1	8,96	2	\$ 12.358,40	\$ 358,40	3	4	12
Bomba de la torre de óleum	8,96	40,00	8	0,0%	\$ 15.000,00	1,00	3	3	2	0,00	2	\$ 15.000,00	\$ 0,00	3	2	6

Descripción	Producción de la planta (TM/hr)	Contribución marginal (US\$/TM)	Tiempo fuera de servicio (hrs)	% de afectación	Costo de Reparación (US \$)	Frecuencia de fallas / Año	Impacto Ambiental	Salud Seguridad Personal	Impacto a la Comunidad	Pérdida de Producción (TM)	Impacto Económico	Impacto Económico	Impacto a la producción (US \$)	Consecuencia	Frecuencia	Criticidad
Soplador principal de aire	8,96	40,00	2880	100,0%	\$ 105.000,00	1,00	1	1	1	25.804,80	5	\$ 1.137.192,00	\$ 1.032.192,00	5	2	10
Soplador auxiliar de aire	8,96	40,00	144	50,0%	\$ 20.000,00	0,50	1	1	1	645,12	3	\$ 45.804,80	\$ 25.804,80	3	2	6

### 3.5 INSTRUMENTOS

Tabla 9. Análisis de criticidad Instrumentos.

Descripción	Producción de la planta (TM/hr)	Contribución marginal (US\$/TM)	Tiempo fuera de servicio (hrs)	% de afectación	Costo de Reparación (US \$)	Frecuencia de fallas / Año	Impacto Ambiental	Salud Seguridad Personal	Impacto a la Comunidad	Pérdida de Producción (TM)	Impacto Económico	Impacto Económico	Impacto a la producción (US \$)	Consecuencia	Frecuencia	Criticidad
Control de temperatura D2001	8,96	40,00	4	100,0%	\$ 10.000,00	0,25	3	1	2	35,84	2	\$ 11.433,60	\$ 1.433,60	3	2	6
Control concentración ácido D2003	8,96	40,00	8	0,0%	\$ 2.000,00	0,50	2	1	1	0,00	1	\$ 2.000,00	\$ 0,00	2	2	4
Flujo en D2003	8,96	40,00	6	100,0%	\$ 8.000,00	0,25	2	1	1	53,76	2	\$ 10.150,40	\$ 2.150,40	2	2	4
Control de concentración ácido D2006	8,96	40,00	6	0,0%	\$ 8.000,00	0,25	3	1	1	0,00	1	\$ 8.000,00	\$ 0,00	3	2	6
Control de flujo ácido en D2006	8,96	40,00	6	100,0%	\$ 4.000,00	0,25	1	1	1	53,76	1	\$ 6.150,40	\$ 2.150,40	1	2	2
Control eléctrico de tensión E2004	8,96	40,00	8	100,0%	\$ 4.000,00	4,00	1	1	1	71,68	1	\$ 6.867,20	\$ 2.867,20	1	4	4
Control de pH en E2004	8,96	40,00	2	0,0%	\$ 1.000,00	1,00	1	1	1	0,00	1	\$ 1.000,00	\$ 0,00	1	2	2
Temperatura en el E2004	8,96	40,00	2	0,0%	\$ 2.000,00	1,00	2	1	1	0,00	1	\$ 2.000,00	\$ 0,00	2	2	4
Analizador de PH agua E2006	8,96	40,00	2	0,0%	\$ 1.000,00	1,00	1	1	1	0,00	1	\$ 1.000,00	\$ 0,00	1	2	2

Descripción	Producción de la planta (TM/ hr)	Contribución marginal (US\$/TM)	Tiempo fuera de servicio (hrs)	% de afectación	Costo de Reparación (US \$)	Frecuencia de fallas / Año	Impacto Ambiental	Salud Seguridad Personal	Impacto a la Comunidad	Pérdida de Producción (TM)	Impacto Económico	Impacto Económico	Impacto a la producción (US \$)	Consecuencia	Frecuencia	Criticidad
Control eléctrico de tensión E2005	8,96	40,00	8	40,0%	\$ 4.000,00	4,00	1	1	1	28,67	1	\$ 5.146,88	\$ 1.146,88	1	4	4
Contl temp ácido by pass E2005	8,96	40,00	8	40,0%	\$ 3.000,00	0,20	1	1	1	28,67	1	\$ 4.146,88	\$ 1.146,88	1	2	2
Control de concentración SO2 F2003	8,96	40,00	8	100,0%	\$ 3.000,00	0,10	1	1	1	71,68	1	\$ 5.867,20	\$ 2.867,20	1	2	2
Control de temperatura en F2003	8,96	40,00	2	0,0%	\$ 1.000,00	0,10	1	1	1	0,00	1	\$ 1.000,00	\$ 0,00	1	2	2
Transmisor flujo agua dilución	8,96	40,00	4	0,0%	\$ 2.000,00	0,50	1	1	1	0,00	1	\$ 2.000,00	\$ 0,00	1	2	2
Control de nivel T2002	8,96	40,00	4	0,0%	\$ 2.000,00	0,50	1	1	1	0,00	1	\$ 2.000,00	\$ 0,00	1	2	2
Temperatura de gases a T.A.I	8,96	40,00	2	0,0%	\$ 1.000,00	0,20	1	1	1	0,00	1	\$ 1.000,00	\$ 0,00	1	2	2
Transmisor flujo agua dilución	8,96	40,00	4	0,0%	\$ 2.000,00	0,50	1	1	1	0,00	1	\$ 2.000,00	\$ 0,00	1	2	2
Control concentración emisiones XT2001	8,96	40,00	72	0,0%	\$ 15.000,00	0,50	3	1	2	0,00	2	\$ 15.000,00	\$ 0,00	3	2	6
Control de presión de vapor en fosos	8,96	40,00	8	0,0%	\$ 3.500,00	0,25	1	1	1	0,00	1	\$ 3.500,00	\$ 0,00	1	2	2
Control concentración ácido D2004	8,96	40,00	6	0,0%	\$ 8.000,00	0,25	2	1	1	0,00	1	\$ 8.000,00	\$ 0,00	2	2	4
Control de flujo D2004	8,96	40,00	6	0,0%	\$ 8.000,00	0,25	2	1	1	0,00	1	\$ 8.000,00	\$ 0,00	2	2	4
Control de pH en E2004A	8,96	40,00	2	0,0%	\$ 1.000,00	1,00	1	1	1	0,00	1	\$ 1.000,00	\$ 0,00	1	2	2
Control de pH en E2005A	8,96	40,00	2	0,0%	\$ 1.000,00	1,00	1	1	1	0,00	1	\$ 1.000,00	\$ 0,00	1	2	2
Control de pH en E2006A	8,96	40,00	2	0,0%	\$ 1.000,00	1,00	1	1	1	0,00	1	\$ 1.000,00	\$ 0,00	1	2	2
Transmisor de flujo óleum 98%	8,96	40,00	4	0,0%	\$ 2.000,00	0,50	1	1	1	0,00	1	\$ 2.000,00	\$ 0,00	1	2	2
Transmisor de nivel T2004	8,96	40,00	4	0,0%	\$ 2.000,00	0,50	1	1	1	0,00	1	\$ 2.000,00	\$ 0,00	1	2	2
Transmisor de nivel T2006	8,96	40,00	4	0,0%	\$ 2.000,00	0,50	1	1	1	0,00	1	\$ 2.000,00	\$ 0,00	1	2	2
Control de flujo B2001	8,96	40,00	4	0,0%	\$ 2.000,00	0,50	1	1	1	0,00	1	\$ 2.000,00	\$ 0,00	1	2	2
Control de nivel de la B2001	8,96	40,00	8	100,0%	\$ 3.000,00	0,10	1	1	1	71,68	1	\$ 5.867,20	\$ 2.867,20	1	2	2
Control de presión en B2001	8,96	40,00	8	100,0%	\$ 3.000,00	0,10	1	1	1	71,68	1	\$ 5.867,20	\$ 2.867,20	1	2	2

Descripción	Producción de la planta (TM/hr)	Contribución marginal (US\$/TM)	Tiempo fuera de servicio (hrs)	% de afectación	Costo de Reparación (US \$)	Frecuencia de fallas / Año	Impacto Ambiental	Salud Seguridad Personal	Impacto a la Comunidad	Pérdida de Producción (TM)	Impacto Económico	Impacto Económico	Impacto a la producción (US \$)	Consecuencia	Frecuencia	Criticidad
Control de la HYV2013	8,96	40,00	48	0,0%	\$ 10.000,00	0,10	1	1	1	0,00	1	\$ 10.000,00	\$ 0,00	1	2	2
Control de la HYV2014	8,96	40,00	48	0,0%	\$ 10.000,00	0,10	1	1	1	0,00	1	\$ 10.000,00	\$ 0,00	1	2	2
Control de flujo en D2002	8,96	40,00	2	100,0%	\$ 1.000,00	0,25	1	1	1	17,92	1	\$ 1.716,80	\$ 716,80	1	2	2
Control de flujo HX2001	8,96	40,00	8	0,0%	\$ 30.000,00	0,10	1	1	1	0,00	3	\$ 30.000,00	\$ 0,00	3	2	6
Control de temperatura HX2001	8,96	40,00	8	100,0%	\$ 5.000,00	0,20	1	1	1	71,68	1	\$ 7.867,20	\$ 2.867,20	1	2	2
Control de presión K2001	8,96	40,00	8	100,0%	\$ 5.000,00	1,00	1	1	1	71,68	1	\$ 7.867,20	\$ 2.867,20	1	2	2
Transmisor flujo de vapor TK2001	8,96	40,00	4	0,0%	\$ 5.000,00	0,25	1	1	1	0,00	1	\$ 5.000,00	\$ 0,00	1	2	2
Válvula control vapor entrada TK2001	8,96	40,00	8	100,0%	\$ 4.000,00	0,25	1	1	1	71,68	1	\$ 6.867,20	\$ 2.867,20	1	2	2

### 3.6 EQUIPOS ELÉCTRICOS

Tabla 10. Análisis de criticidad equipos eléctricos

Descripción	Producción de la planta (TM/hr)	Contribución marginal (US\$/TM)	Tiempo fuera de servicio (hrs)	% de afectación	Costo de Reparación (US \$)	Frecuencia de fallas / Año	Impacto Ambiental	Salud Seguridad Personal	Impacto a la Comunidad	Pérdida de Producción (TM)	Impacto Económico	Impacto Económico	Impacto a la producción (US \$)	Consecuencia	Frecuencia	Criticidad
Panel de relevos planta 20	8,96	40,00	4	100,0%	\$ 100,00	3,00	1	1	1	35,83	1	\$ 1.533,33	\$ 1.433,33	1	3	3
UPS de Planta 20	8,96	40,00	4	100,0%	\$ 5.000,00	1,00	1	1	1	35,84	1	\$ 6.433,60	\$ 1.433,60	1	2	2

### 3.7 JERARQUIZACIÓN

Luego de evaluar todos los activos bajo análisis se realizó la jerarquización de los equipos teniendo en cuenta el valor de frecuencia y de consecuencia se ubicaron en la tabla 11 de criticidad resultando los siguientes valores

Tabla 11. Jerarquización de criticidad

<b>FRECUENCIA</b>	5		1			
	4	2	1	7		
	3	1		1	1	
	2	31	13	27	7	1
	1					
		1	2	3	4	5
<b>CONSECUENCIA</b>						

Fuente : Monomeros Colombo-Venezolano. Procesamiento análisis de criticidad

Tabla 12. Criticidad por activo

Descripción del equipo	consecuencia	Frecuencia	<b>CRITICIDAD</b>	<b>Clase de equipo</b>
Convertidor	4	2	Semicrítico	Estático
Control de temperatura D2001	3	2	Semicrítico	Instrumento
Torre absorción intermedia	4	2	Semicrítico	Estático
Control concentración ácido D2003	2	2	No Crítico	Instrumento
Flujo en D2003	2	2	No Crítico	Instrumento
Torre de absorción final	4	2	Semicrítico	Estático
Control de concentración ácido D2006	3	2	Semicrítico	Instrumento
Control de flujo acido en D2006	1	2	No Crítico	Instrumento
Intercambiador frio # 2	3	2	Semicrítico	Estático
Enfriador de ácido D2002/03	3	2	Semicrítico	Estático
Control eléctrico de tensión E2004	1	4	Semicrítico	Instrumento
Control de pH en E2004	1	2	No Crítico	Instrumento
Temperatura en el E2004	2	2	No Crítico	Instrumento

Descripción del equipo	consecuencia	Frecuencia	CRITICIDAD	Clase de equipo
Enfriador de ácido D2006 (Antiguo E-2005 que reemplaza al actual E-2006(intercambiador de placas))	3	2	Semicrítico	Estático
Analizador de PH agua E2006	1	2	No Crítico	Instrumento
Control eléctrico de tensión E2005	1	4	Semicrítico	Instrumento
Contl temp ácido by pass E2005	1	2	No Crítico	Instrumento
Filtro de gas caliente	2	2	No Crítico	Estático
Control de concentración SO2 F2003	1	2	No Crítico	Instrumento
Control de temperatura en F2003	1	2	No Crítico	Instrumento
Tanque bombeo de T.A.I	4	2	Semicrítico	Estático
Transmisor flujo agua dilución	1	2	No Crítico	Instrumento
Control de nivel T2002	1	2	No Crítico	Instrumento
Bomba envio ácido T2002 al E2004	3	2	Semicrítico	Rotativos
Bomba envio ácido T2002 al E2004	3	2	Semicrítico	Rotativos
Temperatura de gases a T.A.I	1	2	No Crítico	Instrumento
Tanque de bombeo de acido	4	2	Semicrítico	Estático
Transmisor flujo agua dilución	1	2	No Crítico	Instrumento
Bomba de torre absorción final	3	2	Semicrítico	Rotativos
Bomba de drenaje de acido	3	3	Semicrítico	Rotativos
Tanque de ácido sulfúrico premium	2	2	No Crítico	Estático
Bomba de despacho acido premium	3	4	Crítico	Rotativos
Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	3	2	Semicrítico	Estático
Líneas de ácido de Pta 20 a consumidores	3	2	Semicrítico	Estático
Chimenea de planta 20	2	2	No Crítico	Estático
Control concentración emisiones XT2001	3	2	Semicrítico	Instrumento
Panel de relevos planta 20	1	3	No Crítico	Eléctrico
UPS de Planta 20	1	2	No Crítico	Eléctrico
Tambor escamador de azufre	1	2	No Crítico	Rotativos
Vasija de agua de enfriamiento	1	2	No Crítico	Estático
foso almacenamiento azufre A	2	2	No Crítico	Estático
Bomba envio de azufre fundido	3	4	Crítico	Rotativos
foso fundidor azufre B	4	2	Semicrítico	Estático
Bomba envio de azufre fundido	3	4	Crítico	Rotativos
Bomba azufre al horno	3	4	Crítico	Rotativos
Bomba azufre al horno	3	4	Crítico	Rotativos
Bomba envio de azufre a J2002	3	4	Crítico	Rotativos
Bomba envio de azufre a J2002	3	4	Crítico	Rotativos
Control de presión de vapor en fosos	1	2	No Crítico	Instrumento

Descripción del equipo	consecuencia	Frecuencia	CRITICIDAD	Clase de equipo
Línea envío de azufre fundido a Pta 20	2	5	Semicrítico	Estático
Torre de óleum	2	2	No Crítico	Estático
Control concentración ácido D2004	2	2	No Crítico	Instrumento
Control de flujo D2004	2	2	No Crítico	Instrumento
Intercambiador caliente	3	2	Semicrítico	Estático
Intercambiador frio # 1	3	2	Semicrítico	Estático
Enfriador de óleum del D2004	3	2	Semicrítico	Estático
Control de pH en E2004A	1	2	No Crítico	Instrumento
Enfriador de óleum de D2004	3	2	Semicrítico	Estático
Control de pH en E2005A	1	2	No Crítico	Instrumento
Enfriador de óleum de D2004	3	2	Semicrítico	Estático
Control de pH en E2006A	1	2	No Crítico	Instrumento
Tanque de torre de óleum	2	2	No Crítico	Estático
Transmisor de flujo óleum 98%	1	2	No Crítico	Instrumento
Transmisor de nivel T2004	1	2	No Crítico	Instrumento
Bomba de la torre de óleum	3	2	Semicrítico	Rotativos
Tanque de óleum	2	2	No Crítico	Estático
Transmisor de nivel T2006	1	2	No Crítico	Instrumento
Caldera de recuperación No 1	3	2	Semicrítico	Estático
Control de flujo B2001	1	2	No Crítico	Instrumento
Control de nivel de la B2001	1	2	No Crítico	Instrumento
Control de presión en B2001	1	2	No Crítico	Instrumento
Caldera de recuperación No 2	3	2	Semicrítico	Estático
Sobrecalentador	3	2	Semicrítico	Estático
Control de la HYV2013	1	2	No Crítico	Instrumento
Control de la HYV2014	1	2	No Crítico	Instrumento
Válvula térmica de vapor 14in	3	2	Semicrítico	Estático
Válvula térmica de gases 18in	3	2	Semicrítico	Estático
Economizador	3	2	Semicrítico	Estático
Torre secado de aire	4	2	Semicrítico	Estático
Control de flujo en D2002	1	2	No Crítico	Instrumento
Horno quemador de azufre	4	3	Crítico	Estático
Control de flujo HX2001	3	2	Semicrítico	Instrumento
Control de temperatura HX2001	1	2	No Crítico	Instrumento
Soplador principal de aire	5	2	Crítico	Rotativos
Filtro de succión de K2001	2	2	No Crítico	Estático
Sistema de lubricación K2001	1	2	No Crítico	Estático
Control de presión K2001	1	2	No Crítico	Instrumento
Transmisor flujo de vapor TK2001	1	2	No Crítico	Instrumento
Válvula control vapor entrada TK2001	1	2	No Crítico	Instrumento
Soplador auxiliar de aire	3	2	Semicrítico	Rotativos
Ducteria de pta 20	2	4	Semicrítico	Estático

**3.7.1 Definición de equipos.** Luego de tener la clasificación de criticidad de los diferentes activos se definió que los equipos a planificar las actividades de mantenimiento serían los activos críticos y los activos semicríticos estáticos que tengan una valoración de criticidad de 6 hacia arriba. Los equipos que serán objeto de análisis para sus respectivas estrategias de mantenimiento se presentan a continuación:

Tabla 13. Equipos críticos y semicríticos

DESCRIPCIÓN DEL EDQUIPO	CONSECUENCIA	FRECUENCIA	CRITICIDAD	CLASE DE EQUIPO
Bomba de despacho acido premium	3	4	Crítico	Rotativos
Bomba envio de azufre fundido	3	4	Crítico	Rotativos
Bomba envio de azufre fundido	3	4	Crítico	Rotativos
Bomba azufre al horno	3	4	Crítico	Rotativos
Bomba azufre al horno	3	4	Crítico	Rotativos
Bomba envio de azufre a J2002	3	4	Crítico	Rotativos
Bomba envio de azufre a J2002	3	4	Crítico	Rotativos
Horno quemador de azufre	4	3	Crítico	Estático
Soplador principal de aire	5	2	Crítico	Rotativos
Convertidor	4	2	Semicrítico	Estático
Torre absorcion intermedia	4	2	Semicrítico	Estático
Torre de absorcion final	4	2	Semicrítico	Estático
Intercambiador frio # 2	3	2	Semicrítico	Estático
Enfriador de acido D2002/03	3	2	Semicrítico	Estático
Enfriador de acido D2006 (Antiguo E-2005 que reemplaza al actual E-2006(intercambiador de placas))	3	2	Semicrítico	Estático

DESCRIPCIÓN DEL EDQUIPO	CONSECUENCIA	FRECUENCIA	CRITICIDAD	CLASE DE EQUIPO
Tanque bombeo de T.A.I	4	2	Semicrítico	Estático
Tanque de bombeo de acido	4	2	Semicrítico	Estático
Lineas de acido sulfurico de Pta 20	3	2	Semicrítico	Estático
Lineas de acido de Pta 20 a consumidores	3	2	Semicrítico	Estático
foso fundidor azufre B	4	2	Semicrítico	Estático
Linea envio de azufre fundido a Pta 20	2	5	Semicrítico	Estático
Intercambiador caliente	3	2	Semicrítico	Estático
Intercambiador frio # 1	3	2	Semicrítico	Estático
Enfriador de oleum del D2004	3	2	Semicrítico	Estático
Enfriador de oleum de D2004	3	2	Semicrítico	Estático
Enfriador de oleum de D2004	3	2	Semicrítico	Estático
Caldera de recuperacion No 1	3	2	Semicrítico	Estático
Caldera de recuperacion No 2	3	2	Semicrítico	Estático
Sobrecalentador	3	2	Semicrítico	Estático
Valvula termica de vapor 14in	3	2	Semicrítico	Estático
Valvula termica de gases 18in	3	2	Semicrítico	Estático
Economizador	3	2	Semicrítico	Estático
Torre secado de aire	4	2	Semicrítico	Estático
Ducteria de pta 20	2	4	Semicrítico	Estático

## 4. ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PROPUESTO PARA LOS EQUIPOS CRITICOS

### 4.1 CLASIFICACION DE MANTENIMIENTO

Teniendo en cuenta el análisis de criticidad se procede a identificar qué tipo de mantenimiento se realizará para cada activo.

Para los activos estáticos definidos como críticos y semicriticos se realizará un proceso de RBI. Para el caso de los activos rotativos, el equipo rotativo principal se realizará un análisis con la metodología RCM y para los demás activos rotativos estrategias de mantenimiento basadas en inspecciones.

### 4.2 METODOLOGIA RBI

Teniendo definidos los equipos a los cuales se les aplicará la metodología RBI, como primer paso de la metodología se procede a identificar los tipos de daños que podrían sufrir las estructuras y el tipo de inspección que se utiliza. ANEXO A

Dentro de la metodología RBI luego de haber identificado los equipos de análisis lo siguiente es realizar el plan de inspección teniendo en cuenta los modos de falla a los que puede estar sometido, para este procedimiento se analizó el tipo de falla y en base a esto que estrategia de inspección ayudaría a detectar el problema, los resultados de muestran en la tabla 14. Además de esto se incluyeron requerimientos para realizar la inspección, en qué superficie se va a desarrollar la inspección.

Tabla 14. Cuadro de inspecciones para equipos críticos y semicriticos estáticos

WT	Toma de espesores	THINNING	CALDERA RECUPERACION #1
IVT	Inspección visual interna		
LT	Prueba de presión	SOIL CORROSION	
CDI			
BS	Boroscope	CAUSTIC CORROSION	
WT	Toma de espesores	THINNING	CALDERA RECUPERACION #2
IVT	Inspección visual interna		
LT	Prueba de presión	SOIL CORROSION	
CDI			
BS	Boroscope	CAUSTIC CORROSION	
WT	Toma de espesores	THINNING	SOBR ECALE NTAD OR

IVT	Inspección visual interna		
LT	Prueba de presión	SOIL CORROSION	
WT	Toma de espesores	THINNING	ECONOMIZADOR
LT	Prueba de presión	SOIL CORROSION	
WT	Toma de espesores	THINNING	CONVERTIDOR
IVT	Inspección visual interna		
WT	Toma de espesores	THINNING	TORRE DE SECADO DE AIRE
IVT	Inspección visual interna		
WT	Toma de espesores	THINNING	TORRE DE ABSORCIÓN INTERMEDIA
IVT	Inspección visual interna		
WT	Toma de espesores	THINNING	TORRE DE ABSORCIÓN FINAL
IVT	Inspección visual interna		
WT	Toma de espesores	THINNING	INTERCAMBIADOR CALIENTE
IVT	Inspección visual interna		
LT	Prueba de presión	SOIL CORROSION	

WT	Toma de espesores	THINNING	INTERCAMBIADOR FRIO
IVT	Inspección visual interna		
LT	Prueba de presión	SOIL CORROSION	

WT	Toma de espesores	THINNING	INTERCAMBIADOR FRIO 2
IVT	Inspección visual interna		
LT	Prueba de presión	SOIL CORROSION	

IVT	Inspección visual interna	THINNING	ENFRIADOR DE ACIDO D2002/03
EC	Corrientes de Eddy	Chloride Stress Corrosión	
LT	Prueba de presión	SOIL CORROSION	

IVT	Inspección visual interna	THINNING	ENFRIADOR DE ACIDO D2006
-----	---------------------------	----------	--------------------------------

WT	Toma de espesores	THINNING	ENFRIADOR DE OLEUM D2004
IVT	Inspección visual interna		
LT	Prueba de presión	SOIL CORROSION	

WT	Toma de espesores	THINNING	ENFRIADOR DE OLEUM D2004
IVT	Inspección visual interna		
LT	Prueba de presión	SOIL CORROSION	

WT	Toma de espesores	THINNING	ENFRIADOR DE OLEUM D2004
IVT	Inspección visual interna		
LT	Prueba de presión	SOIL CORROSION	

IVT	Inspección visual interna	THINNING	TANQUE DE BOMBEO TAI
IVT	Inspección visual interna	THINNING	TANQUE DE BOMBEO DE ACIDO
WT	Toma de espesores	THINNING	VALVULAS TERMICAS
IVT	Inspección visual interna		
HAT	PRUEBA DE MARTILLO	Vibration-Induced Fatigue	DUCTERIA PLANTA 20
LT	Prueba de presión	SOIL CORROSION	
IVT	Inspección visual interna	THINNING	
WT	Toma de espesores	THINNING	HORNO QUEMAD OR DE ASUFRE
IVT	Inspección visual interna		

Finalmente se propone un plan de mantenimiento para cada activo objeto del estudio como se muestra en la tabla 15. La cual se encuentra completa con todos los equipos intervenidos en el anexo A

#### 4.2.1 Plan de mantenimiento basado en RBI

Tabla 15. Plan de mantenimiento equipos estáticos

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																			
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección /	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos v/o END	TIEMPO ESTIMADO DE		Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES		
																			Proxima Inspección					
1	B-2001	Caldera Recuperac. # 1 y Vestibulos	Externa	WT	8	X							X	X	X				4	2017	10			
			Interna	IVT	4	X	X						X	X						2	2017	5		
			Interna	LT(h)	4		X						X	X							2	2017	5	
			Interna	C DI	4	X	X						X	X	X						2	2017	5	
			Interna	B S	4		X						X	X	X						2	2017	5	
2	B-2002	Caldera Recuperac. # 2	Externa	WT	8	X							X	X	X				4	2017	10			
			Interna	IVT	4	X	X						X	X						2	2017	5		
			Interna	LT(h)	4		X						X	X							2	2017	5	
			Interna	C DI	4	X	X						X	X	X						2	2017	5	
			Interna	B S	4		X						X	X	X						2	2017	5	
3	B-2003	Sobrecalentador	Externa	WT	8	X							X	X	X				2	2017	10			
			Interna	IVT	4		X						X	X						1	2017	5		

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																	
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección /	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE		Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES
																			Proxima Inspección			
			Interna	LT (h)	4			X				X		X					2	2017	5	
4	B-2004	Economizador.	Externa	LT (h)	4			X				X		X	X				2	2017	5	
			Externa	WT	8								X		X		X			2	2017	10
5	D-2001	Convertidor.	Interna	IVT	4			X				X		X					6	2017	5	
			Interna	WT	8				X				X		X					6	2017	5
6	D-2002	Torre de secado de aire.	Externa	WT	8		X												4	2017	10	
			Interna	IVT	4			X	X				X	X	X					4	2017	5
7	D-2003	Torre Absorc. Intermedia.	Externa	WT	8		X												4	2017	10	
			Interna	IVT	4			X	X				X	X	X					4	2017	5
8	D-2006	Torre de Absorc. Final	Interna	IVT	4			X	X			X	X	X					4	2017	5	
			Externa	WT	8		X													4	2017	10

### 4.3 EQUIPOS ROTATIVOS CRITICOS SECUNDARIOS

Los equipos críticos secundarios de este análisis son las diferentes bombas que funcionan en la planta y dieron como resultado equipos críticos. Debido a que estas tienen un equipo de respaldo en caso de falla o en su defecto tiene disponibilidad en almacén, lo que se desarrolló es una ruta de inspección para estos equipos en la cual se realiza un análisis de vibraciones y se presenta a continuación:

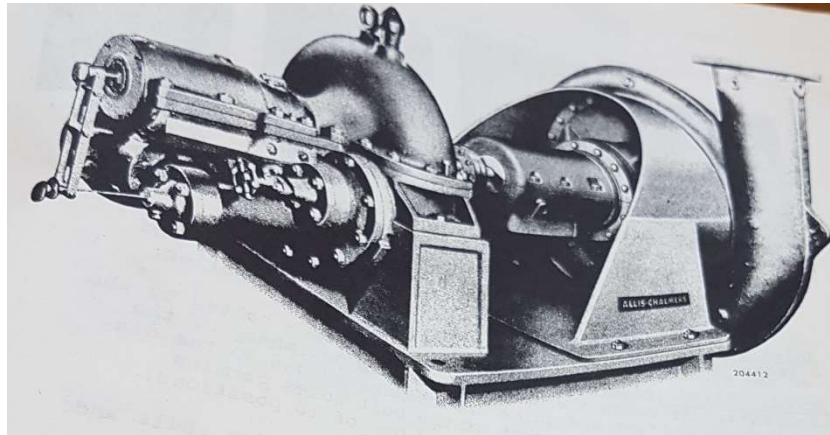
Tabla 16. Ruta de inspección bombas planta 20

Plan	Posición	TipoH Ruta	Cgrupo HRuta	CtGrupo HRuta	Texto Posición	UTecnica	Equipo
VIB1 M1	1	A	VIB	1	PMP Vibraciones ruta mensual	MCV-020-FUN-J2002 - P2012	Bomba azufre al horno
VIB1 M1	1	A	VIB	1	PMP Vibraciones ruta mensual	MCV-020-FUN-J2002 - P2011	Bomba azufre al horno
VIB1 M1	1	A	VIB	1	PMP Vibraciones ruta mensual	MCV-020-FUN-J2001A - P2001	Bomba envío de azufre fundido
VIB2 M2	1	A	VIB	2	PMP Vibraciones ruta bimestral 2	MCV-020-OLE-P2072	Bomba de despacho acido premium

#### 4.4 RCM APLICADO AL SOPLADOR PRINCIPAL K2001

**4.4.1 Contexto Operacional.** El soplador K2001 es centrífugo de una sola etapa, accionado por una turbina de vapor. La capacidad máxima corresponde a 23600 SCFM (pies cúbicos estándar 14.7 psia y 60°F por minuto), y una presión de descarga de 6477 mm de H<sub>2</sub>O. En esta condición la turbina estará girando a 6755 RPM, suministrando una potencia de 1240 hp, para un consumo de vapor de alta de 13.3 Tm/h.

Figura 10. Foto del conjunto soplador-turbina

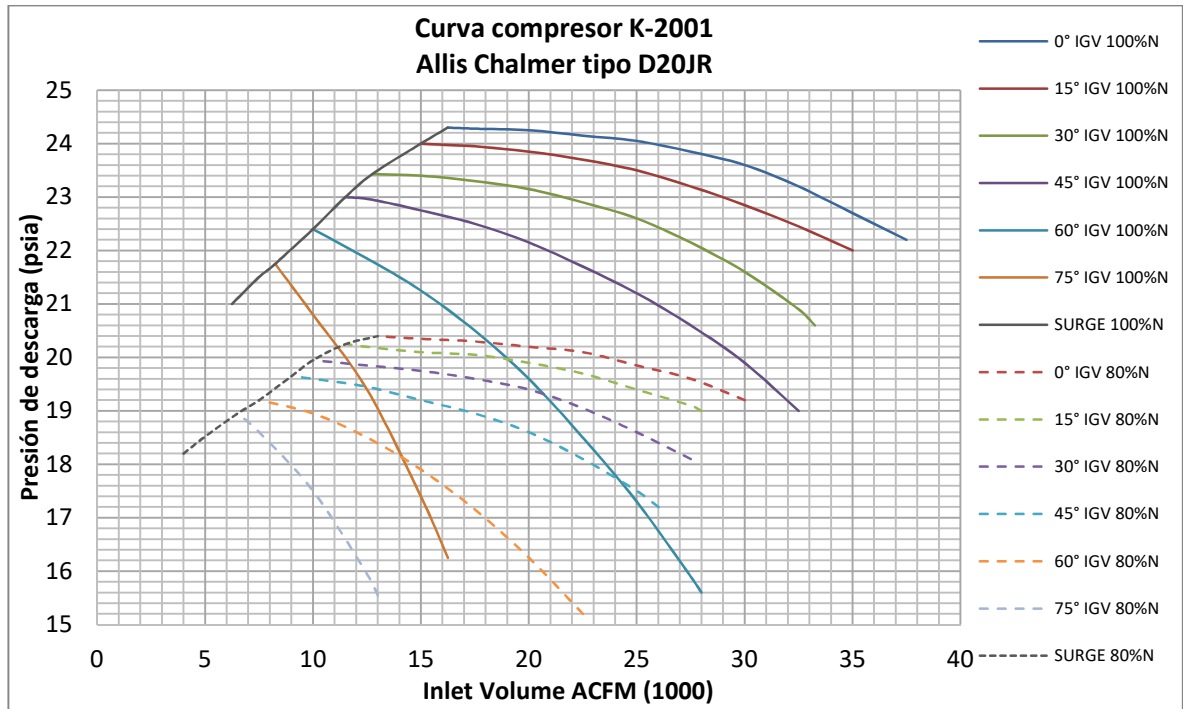


Fuente: Fuente: Centro de documentación de Monómeros. Catalogo Compresor Allis Chalmers

Este equipo está diseñado para suministrar todo el aire requerido por la Planta para la producción de ácido sulfúrico y óleum. Dado que este soplador es accionado por una turbina de vapor que recibe trabajo por la expansión de vapor de alta (43 kgf/cm<sup>2</sup>\_g @ 385oC), a vapor de baja (5 kgf/cm<sup>2</sup>\_g), es posible trabajarlo con velocidad de giro variable. Adicionalmente, está diseñado para controlar el flujo de aire por estrangulación o restricción en la succión.

La mínima presión de descarga que se le permite al soplador para que entre en servicio la bomba de azufre, P-2020/21, es de 1850 mm de H<sub>2</sub>O. Sin embargo, para un encendido seguro del horno la presión mínima de descarga del soplador debe ser de 3000 mm de H<sub>2</sub>O aproximadamente.

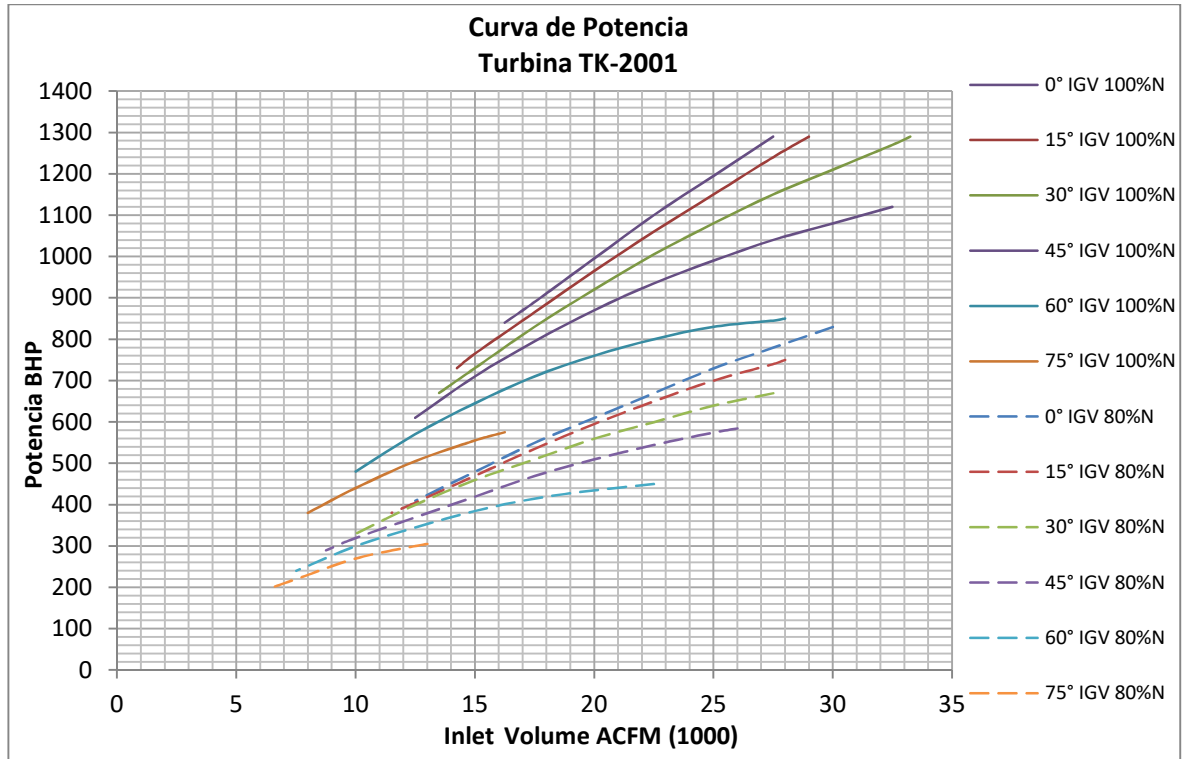
Figura 11. Curvas de comportamiento soplador K-2001



Fuente: Centro de documentación de Monómeros. Manual técnico del proceso de producción de ácido sulfúrico y óleum (planta 20). PR02A-M017

La turbina es marca TURBODYNE número de serie 33635, marco 203 WHK, una etapa, 1240 hp @ 6510 RPM, con rotación en el mismo sentido de las manecillas o agujas del reloj y un corte por sobre velocidad ajustado en 7520 RPM.5

Figura 12. Curvas de comportamiento turbina TK-2001



Fuente: Centro de documentación de Monómeros. Manual técnico del proceso de producción de ácido sulfúrico y óleum (planta 20). PR02A-M017

El soplador es un ALLIS CHALMER tipo D20JR, número de serie 1634-10327.6

#### 4.4.2 Datos técnicos del equipo

Tabla 17. Especificaciones del soplador K-2001

Tipo:	D20JR
Serial	No. 1634-10327
Velocidad	6510 rpm
Gas	Air
Peso Molecular	28.647
Presión Entrada	14.41 psia
Temperatura	76 °F

Presión Descarga	23.91 psia
<b>Boquillas (Nozzles)</b>	
Entrada	20" Dia. 25# F.F.
Descarga	20" Dia. 25# F.F.
<b>Materiales</b>	
Cubierta (Casing) & Boquillas (Nozzles)	Hierro Fundido
Eje (Shaft)	Acero
Impulsor (Impeller)	Acero
<b>Requerimientos de lubricación</b>	
Viscosidad del aceite	200 SSU a 100°F (Turbine Oil)
Índice de viscosidad	95 Min.
Presión	15 psig
Temperatura de entrada	90-120 °F
Minimum Oil Temp. For Lube Oil Pump Startup: 60°F	
Minimum Oil Temperature at Bearings: 70°F	

Fuente: Centro de documentación de Monómeros. Manual técnico del proceso de producción de ácido sulfúrico y óleum (planta 20). PR02A-M017

Tabla 18. Especificaciones de la turbina y gobernador

Serial Number	33635
Turbine Frame	203 WHK
Number of Turbine Stages	1 tipo Curtis
Driven Machine	SS Compressor
Turbine Rating	1240 HP at 6510 R.P.M
Turbine Rotation viewed from Governor End of Turbine	Clockwise
Inlet Steam Conditions	630 psig a 725 °F T.T.
Exhaust Condition	75 psig
Casing Material	Cast Steel
Shaft Packing	5 Carbon Rings in each Packing Case
Bearing Pressure	15 psig
Low Oil Pressure Trip to Trip out Turbine	7 psig- Reset at 9 psig
Solenoid Dump Valve to Trip when- De-energized	
Emergency Overspeed Trip Setting	7520 R.P.M.
Sentinel Warning Valve Set to Open at	90 psig
Journal Bearing Information:	
Shaft Bearing Journal Size	Bearing Bore
Steam End 2.620 +0.000 -0.001	2.620 +0.001 -0.000
Exhaust End +0.000 -0.001	2.620 +0.001 -0.000
Turbine Main Journal Running Clearance: Steam End - 0.006" to 0.008"	

Exhaust End - 0.006" to 0.008"	
Governor Valve Size	2 ½"
Speed Governor - Woodward Direct Acting PG-PL	
Governor Air Signal	Turbine Speed Relationship
3 psig	5208 R.P.M. (Minimum)
15 psig	6836 R.P.M. (Maximum)
Governor Speed Setting	6510 R.P.M.
Exhaust Relief Valve to Star Opening at 130 psig, to be fully open at 145 psig.	

Fuente: Centro de documentación de Monómeros. Manual técnico del proceso de producción de ácido sulfúrico y óleum (planta 20). PR02A-M017

**4.4.3 Selección de sistemas.** Se estableció dividir el equipo en sistemas para facilitar el análisis, a continuación una breve descripción de los sistemas que se listan:

- Compresor K2001
- Turbina TK2001
- Sistema de lubricación del K2001

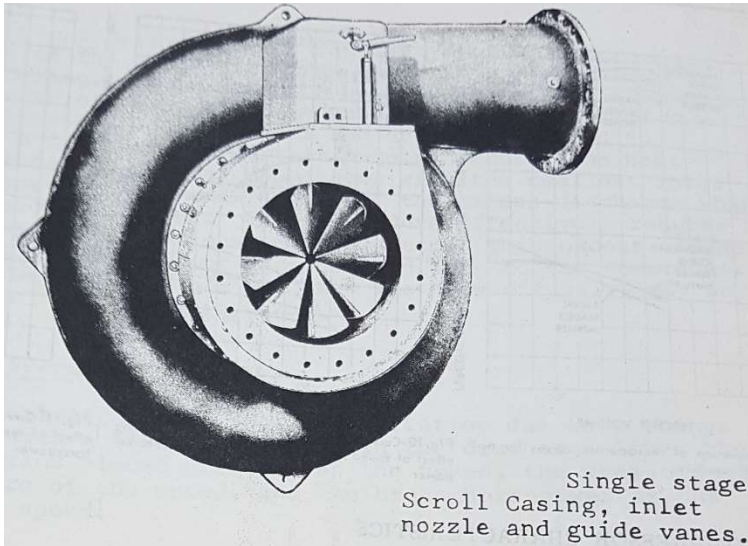
El K2001 es un compresor centrífugo de 1 etapa de compresión con un Impulsor de suspensión y carcasa de desplazamiento. El gas de entrada es dirigido a la boca del impulsor por la boquilla de entrada. La rotación del impulsor lanza el gas contra la periferia desarrollando velocidad y presión al pasar a través de la voluta de descarga hacia el sistema.

Durante la operación de este equipo el mayor cuidado que se debe tener es el de no acercarlo a la condición de bombeo o "surge", punto en el cual el sentido del flujo de aire tomado se invierte lo que obliga a frenarse la máquina, poniéndola en una condición de falla por la contraposición de esfuerzos.

El conjunto soplador-turbina cuenta con un sistema de lubricación centralizado hidráulico con un aceite de alta calidad, al cual se le lleva un control analítico con una frecuencia trimestral, donde se chequea su viscosidad, contenido de agua y el número de neutralización.

Otro aspecto a tener en cuenta es el de mantener la temperatura del vapor de alta en su valor de diseño 385°C, ya que valores inferiores a 375°C producen un pase de vapor hacia el aceite de lubricación debido a la menor dilatación del conjunto eje-retenedor, lo que permite tener una mayor tolerancia entre ellos.

Figura 13. Foto Soplador K2001



Fuente: Fuente: Centro de documentación de Monómeros. Catalogo Compresor Allis Chalmers

**4.4.4 Componentes del conjunto soplador-turbina.** Casa de rodamientos: Atornillada a la placa y dividida horizontalmente para facilitar el mantenimiento, rodamientos de zapata están instalados en los extremos de la carcasa con un cojinete de doble acción de zapata pivote de empuje ubicado entre ellos.

Rodamientos: Rodamientos de zapata son usados para sostener el eje y localizados en ambos extremos de la carcasa de rodamientos. Un cojinete de doble acción de zapata pivote es usado para absorber las cargas de empuje y está instalado entre los rodamientos de zapata. Todos los rodamientos pueden ser inspeccionados removiendo la mitad superior de la carcasa de rodamientos.

Tabla 19. Tolerancia entre rodamientos y ejes.

Shaft bearing Journal size		Bearing Bore	
Steam end	2,620 +0.000 -0.001	2.626	+ .001
			- .000
Exhaust end	2,620 +0.000 -0.001	2.626	+ .001
			- .000

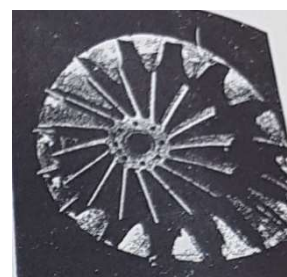
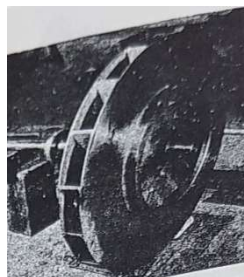
Fuente: Centro de documentación de Monómeros. Manual técnico del proceso de producción de ácido sulfúrico y óleum (planta 20). PR02A-M017

Boquilla de entrada: Es atornillada a la carcasa de desplazamiento y dirige el flujo



de gas de entrada a la boca del impulsor.

Figura 14. Partes del soplador.



Fuente: Centro de documentación de Monómeros. Catalogo Compresor Allis Chalmers

Carcasa de desplazamiento: nodular o de hierro fundido. Atornillado a la placa soporte. Forma una recámara alrededor de la periferia del impulsor para recibir y guiar el gas comprimido hacia la línea de descarga. La distribución de los tornillos permite localizar la boquilla de descarga en cualquiera de las 16 posiciones.

Placa Soporte: Fabricada en acero. Maquinada para posicionar los sellos, la carcasa de desplazamiento y la casa de rodamientos, refuerzos soldados aseguran su rigidez.

Elementos rotativos: Conformados por un eje de acero al carbón y aluminio y el impulsor de acero. El eje tiene corte cónico en un extremo para sostener el impulsor.

**4.4.5 Listado de componentes del sistema del soplador K2001.** En la tabla 20 se listan los componentes catalogados en SAP del sistema :

Tabla 20. Componentes catalogados del soplador K2001

Ubicac.técnica	Denominación
MCV-020-SO2-K2001	Soplador principal de aire
MCV-020-SO2-K2001 -F2002	Filtro de succión de K2001
MCV-020-SO2-K2001 -LUB	Sistema de lubricación K2001
MCV-020-SO2-K2001 -LUB - MP2003	Motor de P2003
MCV-020-SO2-K2001 -LUB - P2003	Bomba aux de lubricación K2001
MCV-020-SO2-K2001 -LUB - PSH2001	Swich alta presión diferencial aceite
MCV-020-SO2-K2001 -LUB - PSH2003	Swich alta presión de aceite
MCV-020-SO2-K2001 -LUB - PSL2002	Baja presión de aceite
MCV-020-SO2-K2001 -LUB - PSL20021	Baja presión de aceite
MCV-020-SO2-K2001 -LUB - PSLL2005	Muy baja presión de aceite
MCV-020-SO2-K2001 -LUB - T2001	Tanque sistema lubricación K2001
MCV-020-SO2-K2001 -PRESION	Control de presión K2001
MCV-020-SO2-K2001 -PRESION -PPV2009	Válvula control soplador principal
MCV-020-SO2-K2001 -PRESION -PSH2003	Swich presión energizar solenoides
MCV-020-SO2-K2001 -PRESION -PSL2001	Baja presión de descarga soplador
MCV-020-SO2-K2001 -PRESION -PT2009	Transmisor de presión
MCV-020-SO2-K2001 -PRESION -XYV2001	Solenoides trip K2001
MCV-020-SO2-K2001 -TK2001	Turbina del soplador de aire
MCV-020-SO2-K2001 -TK2001 - FT2024	Transmisor flujo de vapor TK2001
MCV-020-SO2-K2001 -TK2001 - PCV2006	Válvula exhosto vapor 75 psi
MCV-020-SO2-K2001 -TK2001 - PPV2004	Válvula control vapor entrada TK2001
MCV-020-SO2-K2001 -TK2001 - SE2001	Tacómetro rpm K2001

Ubicac.técnica	Denominación
MCV-020-SO2-K2001 -TK2001 - SV2080	Válvula de seguridad TK2001
MCV-020-SO2-K2001 -TK2001 - SV2090	Válvula centinela de TK2001
MCV-020-SO2-K2002	Soplador auxiliar de aire
MCV-020-SO2-K2002 -HIC2008	Presión de descarga K2002
MCV-020-SO2-K2002 -MK2002	Motor del K2002
MCV-020-SO2-K2002 -PPV2008	Válvula de venteo K2002

Fuente: SAP-Monómeros

**4.4.6 Análisis de modo de falla y efectos.** Para desarrollar la metodología del análisis de RCM de dio respuesta a las 7 preguntas principales que sirven para definir las funciones, la falla funcional, los modos de falla, las posibles causas de cada falla y los efectos que producen cada modo de falla si llegase a ocurrir.

Para hacer el análisis un poco más sencillo, practico y sistemático se dividió el sistema en 3 subsistemas principales:

1. Lubricación
2. Compresor K2001
3. turbina K2001

Finalmente después de aplicar la metodología que RCM propone siguiendo a Mubray se obtuvieron 37 funciones, 60 fallas funcionales y 104 modos de fallas. Ver tabla 21.

Tabla 21. Resultados de la metodología RCM al K2001

No	Sistemas compresor K2001	funciones	fallas funcionales/operacionales	modos de falla
1	compresor K2001	9	14	27
2	Turbina TK2001	11	18	33
3	Lubricacion	17	28	44
	<b>TOTAL</b>	<b>37</b>	<b>60</b>	<b>104</b>

Los anexos B, C y D contienen las tablas completas de los resultados obtenidos para cada subsistema.

La tabla 22 muestra los resultados obtenidos para la función principal del sistema de lubricación.



Tabla 22. Análisis de modo de falla y efectos Sistema de Lubricación

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA	
1	Suministrar aceite lubricante (ISO 46 ) a razón de una flujo de 27 GPM, por debajo de 40°C a una presión entre 15 y 20 psig al sistema de lubricación de los cojinetes del compresor y turbina TK2001, contenido de agua por debajo de 1000 ppm con un grado de limpieza ISO 18/17/15.	1A	No suministra aceite lubricante a razón de 27 GPM.	1A1	Falla bomba principal P2001	1A11	Piñones desgastados	La presión empieza a descender y cuando llega a 15 se activa una alarma, el switche PS-1 enciende las Bomba auxiliar de lubricación P-2003, Si la presión continua descendiendo en 9 psig el switche PS-3 encenderá en el panel de control la alarma de baja presión de aceite que alertará al operador del evento en la Bomba Auxiliar. Si la presión llega a caer hasta 7 psig el switche PS-4 activará el interlocking por baja presión de aceite sacando de servicio las Turbina TK-2001 . Mínimo 24 horas requeridas para cambio de la bomba representan perdida 170 Ton de Ácido Sulfúrico en producción.	
						1A12	Falla acople		
						1A13	Filtro de succión obstruido		
						1A14	Falla de rodamientos.		
				1A2	Falla motor eléctrico bomba auxiliar PM2003	1A21	Bajo aislamiento eléctrico		La presión empieza a descender y cuando llega a 15 psig se activa una alarma, el switche PS-1 enciende las Bomba auxiliar de lubricación P-2003, Si la presión continua descendiendo en 9 psig el switche PS-3 encenderá en el panel de control la alarma de baja presión de aceite que alertará al operador del evento en la Bomba Auxiliar. Si la presión llega a caer hasta 7 psig el switche PS-4 activará el interlocking por baja presión de aceite sacando de servicio las Turbina TK-2001. Mínimo 4 horas requeridas para cambio del motor de la bomba auxiliar representan perdida 28 Ton de Ácido Sulfúrico en producción.
						1A22	Falla de estator		
						1A23	Falla de rodamientos.		
						1A24	Falla en el acople ("Buffer")		
						1A25	Ausencia de tensión		
						1A26	Falla en el cubículo		
						1A27	Falla acometida		

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
				1A3	Falla bomba auxiliar P2003	1A31	Piñones desgastados	La presión empieza a descender y cuando llega a 15 psig se activa una alarma, el switche PS-1 enciende las Bomba auxiliar de lubricación P-2003, Si la presión continua descendiendo en 9 psig el switche PS-3 encenderá en el panel de control la alarma de baja presión de aceite que alertará al operador del evento en la Bomba Auxiliar. Si la presión llega a caer hasta 7 psig el switch PS-4 activará el interlocking por baja presión de aceite sacando de servicio las Turbina TK-2001. Mínimo 8 horas requeridas para cambio de la bomba auxiliar representan perdida 57 Ton de Ácido Sulfúrico en producción.
						1A32	Falla acople	
						1A33	Filtro de succión obstruido	
						1A34	Falla de rodamientos.	
				1A4	Líneas de lubricación sin aceite en el sistema de lubricación	1A41	Válvula de descarga de la bomba P2003 (PCV-1) cerrada	La presión empieza a descender y cuando llega a 15 psig se activa una alarma, el switche PS-1 enciende las Bomba auxiliar de lubricación P-2003, Si la presión continua descendiendo en 9 psig el switche PS-3 encenderá en el panel de control la alarma de baja presión de aceite que alertará al operador del evento en la Bomba Auxiliar. Si la presión llega a caer hasta 7 psig el switche PS-4 activará el interlocking por baja presión de aceite sacando de servicio las Turbina TK-2001. Mínimo 2 hora requeridas para cambio de la Válvula perdida 7 Ton de Ácido Sulfúrico en producción.
						1A42	Válvula de descarga de la bomba P2003 (PCV-1) fallada	

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA			
				1A5	Presencia de aire en el sistema del sistema de lubricación	1A51	Cambio inadecuado del enfriador E2001 A/B y/o filtro del sistema F2001A/F2001B	Sale compresor de servicio al actuar el corte por baja presión de aceite de lubricación. Al activarse el switche PSL-4 y la alarma PLS -3 en 9 Psig. Se requieren 8 horas de perdida en producción para diagnosticar, inspeccionar las tuberías y restablecer las condiciones de operación en la planta. Esto representa una pérdida de producción de 57 Ton de ácido sulfúrico			
				1A6	Falla válvula PCV-1 (válvula reguladora de la presión sistema lubricación) cerrada	1A61	Cerrada	Sale compresor de servicio al actuar el corte por baja presión de aceite de lubricación. Al activarse el switche PSL-4 y la alarma PLS -3 en 9 Psig. Se requieren 8 horas de perdida en producción para diagnosticar, inspeccionar las tuberías y restablecer las condiciones de operación en la planta. Esto representa una pérdida de producción de 57 Ton de ácido sulfúrico			
				1A7	Obstrucción de la línea del sistema de lubricación	1A71	Cuerpo extraño	Sale compresor de servicio al actuar el corte por baja presión de aceite de lubricación. Al activarse el switche PSL-4 y la alarma PLS -3 en 9 Psig. Se requieren 8 horas de perdida en producción para diagnosticar, inspeccionar las tuberías y restablecer las condiciones de operación en la planta. Esto representa una pérdida de producción de 57 Ton de ácido sulfúrico			
		1B	Suministra aceite lubricante a más de 40°C	1B1	Perdida de eficiencia de los enfriador E2001Ao E2001B	1B11	Temperatura del Agua de Enfriamiento mayor a 32 °C	Se detecta incremento de temperatura en el dispositivo de medición TI-2. Instalado en la salida de los enfriadores. Disminuye la viscosidad del aceite permitiendo el aumento del desgaste de los cojinetes e incrementando su temperatura. Se debe sacar el compresor de operación si alcanza los 55°C en el cojinete axial. Todas las acciones correctivas involucran verificar el correcto funcionamiento del suministro de agua de enfriamiento, para lo cual se debe coordinar con Planta de Fuerza sobre este servicio. Un evento de salida por este modo de falla representa una pérdida de producción de 14 Ton de ácido sulfúrico			
						1B12	Bajo flujo de agua				
						1B13	Obstrucción o taponamiento lado de agua (Haz tubular)				
		1C	Suministra aceite lubricante a una presión menor a 15 psig en el sistema de lubricación de los cojinetes del	1C1	Falla de válvula de regulación PCV-1 (posición cerrada)	1C11	Desajuste o mal funcionamiento	Disminuye el flujo de lubricante en los cojinetes, se incrementa el desgaste de los cojinetes y se incrementa su temperatura. El compresor puede salir de operación si sigue disminuyendo la presión en el sistema hasta llegar a 7 psig o debe sacarse de operación de manera manual cuando la temperatura en el cojinete llega a 55°C. Se debe identificar y diagnosticar la falla en la válvula y corregirla.			

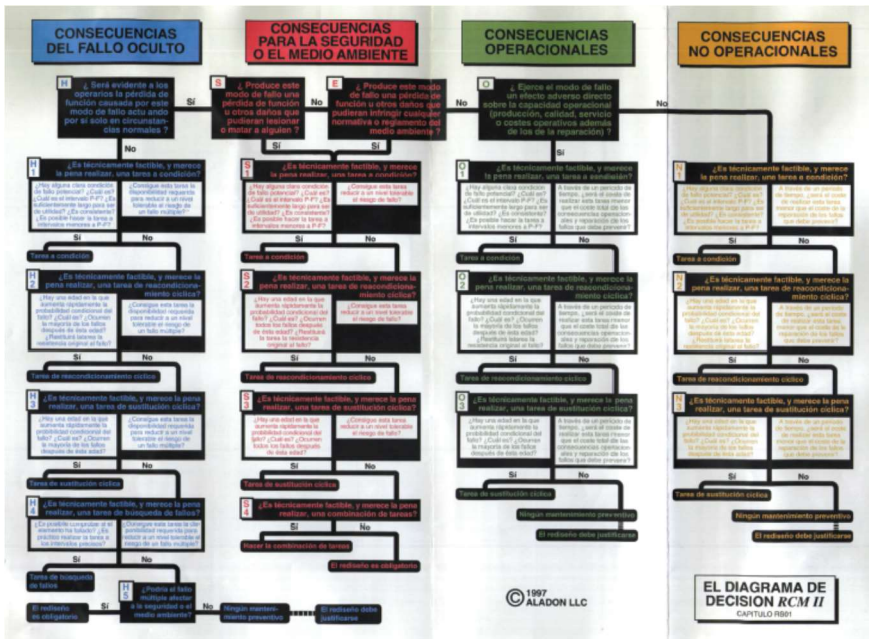
FUNCION		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
		compresor K2001 y la turbina TK2001.	1C2	Obstrucción de la línea hacia los cojinetes en el sistema de lubricación	1C21	Cuerpo extraño	Disminuye el flujo de lubricante en los cojinetes, se incrementa el desgaste de los cojinetes y se incrementa su temperatura. El compresor puede salir de operación si sigue disminuyendo la presión en el sistema hasta llegar a 7 psig o debe sacarse de operación de manera manual cuando la temperatura en el cojinete llega a 55°C. Se debe identificar y diagnosticar la falla en la válvula y corregirla.
			1C3	Falla filtro F2001A o F2001B saturados o colapsados	1C31	No se hace cambio de filtro cuando la presión Upstream se incrementa 15 psi.	Se sale compresor de servicio, al descender la presión en el sistema de lubricación se activa el switch PS-4 y la alarma PS-3 al detectar una caída de presión por debajo de 7 Psig. Se requieren 2 horas de pérdida en producción para restablecer la planta. Esto representa una pérdida de producción de 14 Ton de ácido sulfúrico. Se debe establecer la frecuencia de cambio de filtro para verificar si existe algún componente de desgaste en el aceite
			1C4	Falla de válvula RV-1/2	1C41	Desajuste o mal funcionamiento	La presión empieza a descender y cuando llega a 15 se activa una alarma, el switch PS-1 enciende las Bomba auxiliar de lubricación P-2003, Si la presión continua descendiendo en 9 psig el switch PS-3 encenderá en el panel de control la alarma de baja presión de aceite que alertará al operador del evento en la Bomba Auxiliar. Si la presión llega a caer hasta 7 psig el switch PS-4 activará el interlocking por baja presión de aceite sacando de servicio las Turbina TK-2001. Mínimo 8 horas requeridas para cambio de la bomba representan pérdida 56 Ton de Acido Sulfúrico en producción.
			1C5	Falla de válvula RV-1/2 abierta (válvula de alivio de bomba Principal)	1C51	Desajuste o mal funcionamiento	La presión empieza a descender y cuando llega a 15 se activa una alarma, el switch PS-1 enciende las Bomba auxiliar de lubricación P-2003, Si la presión continua descendiendo en 9 psig el switch PS-3 encenderá en el panel de control la alarma de baja presión de aceite que alertará al operador del evento en la Bomba Auxiliar. Si la presión llega a caer hasta 7 psig el switch PS-4 activará el interlocking por baja presión de aceite sacando de servicio las Turbina TK-2001. Mínimo 8 horas requeridas para cambio de la bomba representan pérdida 56 Ton de Acido Sulfúrico en producción.

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
		1D	Suministra aceite lubricante a una presión mayor a 20 Psig al sistema de los cojinetes del compresor K2001 y la turbina TK2001	1D1	Falla válvula PCV-1 abierta	1D11	Desajuste o mal funcionamiento	Al suministrarse una presión mayor desde el sistema a los cojinetes el flujo aumenta incrementando la fricción fluida que genera el incremento de temperatura con probabilidad de que haya un incremento tal que saque el compresor de operación.
		1E	Suministra aceite al sistema con un contenido de agua superior a 1000 ppm.	1E1	Aceite contaminado con agua en el sistema de lubricación	1E11	Sello ineficiente de la tapa en los filtros de llenado o respiradero en el tanque del sistema de lubricación T2001	La humedad o el agua ingresan al tanque por los espacios abiertos. La falta de hermeticidad y la atmosfera húmeda de la planta representan un gran riesgo a que el lubricante se emulsione o se presente agua en estado libre. Esta condición puede causar la falla de los cojinetes cuando los niveles de agua son superiores al 0,1%. Cuando el lubricante se observa blanco y el nivel de agua es muy elevado se debe detener el compresor para determinar la fuente de ingreso de agua, corregirla y cambiar el lubricante si es necesario, esto puede llegar a representar mínimo 24 horas de pérdida de operación. La tubería de los enfriadores por donde circula el agua es susceptible a incrustaciones, cuando las incrustaciones corroen la tubería, o falla alguna soldadura, el agua contenida re circulante por las tuberías, entra en contacto con el aceite produciendo contaminación por agua. En conclusión no se debe operar con valores de humedad por encima de 1000 partes por millón. Cuando el programa de análisis de aceite muestre este contenido, se debe realizar una diálisis del aceite para eliminar la cantidad de agua. Un síntoma del aumento del agua es el aumento constante de la diferencial de presión de los filtros, para lo cual el personal de Operaciones deberá reportar cualquier novedad en este sistema. Valores de 2000 partes por millón crean la necesidad de parar el compresor para identificar la fuente de agua y corregirla.
						1E12	Paso de agua de los enfriadores E2001A y/o E2001B hacia el aceite	
						1E13	Ingreso de condensado en los cojinetes de la turbina TK2001	

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFEECTO DE FALLA
		1F	Se suministra aceite lubricante diferente a la ISO 46	1F1	Aceite contaminado por un lubricante diferente en el sistema de lubricación	1F11	Reposición o cambio de lubricante incorrecto	De acuerdo al tipo de lubricante y cantidad se ve afectada la integridad de la máquina. Los daños pueden llegar a ser tan severos como una parada por alta temperatura en los cojinetes o por altas vibraciones después del deterioro de sus componentes internos.

**4.4.7 Proceso de decisión RCM.** Luego de realizado el análisis de modo y efectos de falla para cada sistema seleccionado, se procede a llenar la hoja de decisión RCM. Teniendo como apoyo el diagrama de decisión RCM.

Figura 15. Diagrama de decision RCM



Fuente : MOUBRAY, John Mitchell IV. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.

El resultado obtenido para la función principal del sistema de lubricación se muestra en la tabla 23 donde se puede apreciar el tipo de consecuencia que domina, el tipo de tarea de mantenimiento que se propone y el intervalo o frecuencia de ejecución.

Los anexos E, F y G contienen las tablas completas para los subsistemas de lubricación, compresor y turbina.

#### 4.4.8 Plan de mantenimiento propuesto para el conjunto soplador-turbina

Tabla 23. Hoja de decisión Sistema de lubricación

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S	S	S	O	O	O					
	1	2	3	4	5	4	1	2	3						
1A11	S	N	N	S	S							CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	1 mes	SICM
1A12	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Cambiar buffer PTFE de acople bomba P2003	Mantenimiento Mayor (5 años)	Sección Mecánica
1A13	S	N	N	S	N	N	N					NO	Rutina de inspección operativa de inspección de la presión de lubricación cada dos horas, la cual debe encontrarse en un rango entre 15-20 Psig.	2 horas	Procesos
1A14	S	N	N	S	S							CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	1 mes	Sección Mecánica
1A21	N				S							CONDICION	Realizar la medición de aislamiento de motor el cual debe estar alrededor de 4.4 Mega Ohmios. Contar con un motor de repuesto en condiciones adecuadas (Cumplir con las políticas de almacenamiento).	6 meses	Sección Eléctrica
1A22	S	N	N	N	S							CONDICION	Realizar Prueba Dinámica (Megueo, Calidad de Energía, Cond. Estática y Dinámica del Motor)	6 meses	Sección Eléctrica

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S	S	S	O	O	O					
	1	2	3	4	5	4	1	2	3						
1A23	S	N	N	N	S							CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	1 mes	Sección Mecánica
1A24	S	N	N	N	S							CONDICION			
1A25	S	N	N	N	N	N	N					NO EXISTE TAREA PROACTIVA	No hay un mantenimiento preventivo.	.....	.....
1A26	S	N	N	N	S							CONDICION	Realizar Análisis Termo gráfico	4 meses	Sección Eléctrica
1A27	S	N	N	N	N	N	N					NO	No hay un mantenimiento preventivo, Se debe tener repuesto de la acometida en condiciones adecuada.	.....	Sección Eléctrica
1A31	S	N	N	S	S							CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual). Encender manualmente la bomba.	1 mes	Sección Mecánica
1A32	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Cambiar buffer PTFE de acople bomba P2003	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
1A33	S	N	N	S	N	N	N					NO	Rutina de inspección operativa de inspección de la presión de lubricación cada dos horas, la cual debe encontrarse en un rango entre 15-18 Psig.	2 horas	Procesos
1A34	S	N	N	S	S							CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual). Encender manualmente la bomba.	1 mes	Sección Mecánica

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S 1	S 2	S 3	O 1	O 2	O 3					
	N	N	N	N	N 1	N 2	N 3	H 4	H 5	S 4					
1A41	S	N	N	N	N	N	N					NO	Este modo de fallo está asociado con error humano , por lo que se debe seguir programa de entrenamiento por competencias en la operación del compresor K-2001	1 Año	Procesos
1A42	S	N	N	N	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Verificar el funcionamiento de la válvula durante los mantenimientos mayores. Verificar estado de los componentes de las válvulas	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
1A51	S	N	N	S	N	N	N					NO	Este modo de fallo está asociado con error humano , por lo que se debe seguir programa de entrenamiento por competencias en la operación del compresor K-2001	1 Año	Procesos
1A61	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento válvulas de control (Inspección y limpieza de la válvula de control) .- Chequear Cuerpo de la Válvula. .- Inspeccionar Posicionador.	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H	H	H	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
					1	2	3								
					S	S	S								
					O	O	O								
	H	S	E	O	N	N	N	H	H	S					
					1	2	3	4	5	4					
1A71	S	N	N	S	N	S	N				REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Lista de chequeo en instalación de líneas y componentes	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	
1B11	S	N	N	S	S						CONDICION	Realizar actividades de Seguimiento y Control de temperatura al aceite a la salida del Enfriador	2 horas	Procesos	
1B12	S	N	N	S	S						CONDICION	Realizar actividades de Seguimiento y Control de temperatura al aceite a la salida del Enfriador	2 horas	Procesos	
1B13	S	N	N	S	S						CONDICION	Realizar actividades de Seguimiento y Control de temperatura al aceite a la salida del Enfriador	2 horas	Procesos	
1C11	S	N	N	S	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento válvulas de control (Inspección y limpieza de la válvula de control). .- Chequear Cuerpo de la Válvula. .- Inspeccionar Posicionador.	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos	
1C21	S	N	N	S	N	N	N	S			BUSQUEDA DE FALLAS	Lista de chequeo en instalación de líneas y componentes	.....	.....	

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR	
	H	S	E	O	S	S	S	O	O	O						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10						
	N	N	N	H	H	S										
1C31	S	N	N	S	S								CONDICION	Seguimiento al diferencial de presión de los filtros ( Planilla de reportes diarios )	2 horas	Procesos
1C41	S	N	N	S	N	S							REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento válvulas de control (Inspección y limpieza de la válvula de control). .- Chequear Cuerpo de la Válvula. .- Inspeccionar Posicionador.	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos
1C51	S	N	N	N	N	S							REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento válvulas de seguridad según "Reporte de inspección, mantenimiento y calibración en frío de válvulas de seguridad". -Prueba preliminar -Prueba final -Condición del componente -Acción correctiva -Observaciones generales	Mantenimiento Mayor	Banco de prueba

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR	
	H	S	E	O	S	S	S	O	O	O						
	1	2	3	4	5	4	1	2	3							
	N	N	N	N	H	H	S	1	2	3						
1D11	S	N	N	N	N	S							REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento válvulas de seguridad según "Reporte de inspección, mantenimiento y calibración en frío de válvulas de seguridad". -Prueba preliminar -Prueba final -Condición del componente -Acción correctiva -Observaciones generales	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos
1E11	S	N	N	S	S								CONDICION	Realizar Análisis de Aceite y ejecutar cambio según condición.	1 mes	Sección Mecánica
1E12	S	N	N	S	S								CONDICION	Inspección visual según "checo list de intercambiadores de calor". -Tipo de inspección -Condición del equipo -Tipo de prueba -Observaciones generales	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
1E13	S	N	N	S	S	S	S						SUSTITUCION CICLICA	Cambio de sellos de vapor de la turbina TK2001. Medir tolerancia inicial de los sellos de vapor lado anterior y posterior. Registrar valores de tolerancia	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE			TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S	S	S	O	O	O				
	1	2	3	4	1	2	3	4	5	4				
1F11	S	N	N	S	N	N	N				NO EXISTE TAREA PROACTIVA	se debe seguir programa de entrenamiento por competencias en la operación del compresor K-2001	1 Año	Sección Mecánica

## 5. CONCLUSIONES

El saneamiento de activos que se realizó en la planta 20 sirvió para identificar equipos que ya no se utilizan y no se encuentran en funcionamiento para actualizar los registros de la planta.

Se realizó el estudio de 93 equipos los cuales son 2 eléctricos, 38 estáticos, 38 instrumentos y 15 rotativos. De los cuales luego del análisis de criticidad resultaron 25 equipos semicríticos y 6 críticos.

El impacto que generan los equipos críticos sobre todo el sistema productivo fue la variable que determinó el uso de metodologías como el RCM y el RBI para su estudio.

Debido a la interacción y aporte de diferentes especialistas y colaboradores durante el proceso de análisis de criticidad y posterior aplicación de las metodologías de mantenimiento, se fortalece el conocimiento específico de cada activo, así como también el de sus componentes principales.

El diagrama de decisión de RCM y el diagrama de análisis de consecuencia / inspección son procesos estructurados que facilitan la toma de decisiones en la selección de tareas que integran el plan de mantenimiento de la planta de ácido sulfúrico.

## BIBLIOGRAFIA

AMENDOLA, Luis. Phd. Gestión Integral de activos físicos. Valencia: Ediciones PMM Institute for Learnign, 2011. ISBN: 978- 84-935668-8-3

API American Petroleum Institute. Risk-based Inspection. Washington: API Publishing Services. 2002. (API RECOMMENDED PRACTICE 580)

API American Petroleum Institute. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. Washington: API Publishing Services. 2003. (API RECOMMENDED PRACTICE 571)

API American Petroleum Institute. Risk-based Inspection Technology. Washington: API Publishing Services. 2008. (API RECOMMENDED PRACTICE 581)

CANO RODRÍGUEZ, Juan David. Plan de Inspección y mantenimiento conforme la metodología de inspección basada en riesgos RBI para las líneas de proceso de las unidades U2900 y U2950 del departamento de servicios industriales balance, Ecopetrol S.A. – gerencia refinería de Barrancabermeja. Bucaramanga, 2004. Trabajo de grado (Ingeniero Mecánico). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ciencias físico mecánicas. Escuela de ingeniería mecánica.

HIGGINS, Lindley R. MOBLEY, Keith R. Maintenance Engineering Handbook. Six edition. New York: McGraw-Hill, 2002.

MORA GUTIÉRREZ, Alberto. Mantenimiento Industrial Efectivo. Edición 2016. Medellín: Editorial Coldi, 2016. 330 p. ISBN 978-958-98902-0-2

MOUBRAY, John Mitchell IV. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Edición en español. Lillington, North Carolina: Edwards Brothers, 2004. 432 p. ISBN 09539603-2-3

## ANEXOS

### Anexo A. Plan de mantenimiento equipos estáticos

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																		
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección ( Años )	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES	
1	B-2001	Caldera Recuperac.# 1 y Vestibulos	Externa	WT	8	X							X	X	X				4	2017	10		
			Interna	IVT	4	X	X							X	X					2	2017	5	
			Interna	LT(h)	4		X							X	X					2	2017	5	
			Interna	CDI	4	X	X							X	X	X				2	2017	5	
			Interna	BS	4		X							X	X	X				2	2017	5	
2	B-2002	Caldera Recuperac.# 2	Externa	WT	8	X							X	X	X				4	2017	10		
			Interna	IVT	4	X	X							X	X					2	2017	5	
			Interna	LT(h)	4		X							X	X					2	2017	5	

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																	
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES
	-		Interna	CDI	4		X	X				X		X		X		2	2017	5		
	-		Interna	BS	4			X				X		X		X		2	2017	5		
3	B-2003	Sobrecalentador	Externa	WT	8		X					X		X		X		2	2017	10		
			Interna	IVT	4			X				X		X				1	2017	5		
			Interna	LT(h)	4			X				X		X				2	2017	5		
4	B-2004	Economizador.	Externa	LT(h)	4			X				X		X	X			2	2017	5		
	-		Externa	WT	8							X		X		X		2	2017	10		
5	D-2001	Convertidor.	Interna	IVT	4			X				X		X				6	2017	5		
	-		Interna	WT	8			X				X		X				6	2017	5		
6	D-2002	Torre de secado de aire.	Externa	WT	8		X											4	2017	10		
			Interna	IVT	4			X	X			X	X	X				4	2017	5		

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																	
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES
7	D-2003	Torre Absorc. Intermedia.	Externa	WT	8		X												4	2017	10	
			Interna	IVT	4		X	X			X	X	X							4	2017	5
8	D-2006	Torre de Absorc. Final	Interna	IVT	4		X	X				X	X	X					4	2017	5	
			Externa	WT	8		X													4	2017	10
9	E-2001	Intercambiador Caliente.	Interna	IVT	4		X	X			X		X						2	2017	5	
			Externa	WT	4		X	X					X	X		X				2	2017	10

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																		
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES	
-			Interna	LT(n)	4			X		X		X		X					2	2017	5		
10	E-2002	Intercambiador Frio #1.	Interna	IVT	4		X	X		X		X		X					2	2017	5		
			Externa	WT	4		X	X					X		X		X			2	2017	10	
			Interna	LT(n)	4			X			X		X		X					2	2017	5	
-			Interna	IVT	4		X	X		X		X		X				2	2017	5			

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																		
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES	
11	E-2003	Intercambiador Frio 2.	Externa	WT	4		X	X					X		X		X		2	2017	10		
			Interna	LT(n)	4			X			X		X		X					2	2017	5	
12	E-2004	Enfriador TAI y Secado.	Interna	IVT	4				X	X	X		X		X				2	2017	5		
			Interna	EC	8		X	X			X	X		X		X				16	2017	5	
			Interna	LT(n)	4							X		X		X				1	2017	5	
13	E-2006	Enfriador de acido torre de absorcion final	Interna	IVT	4					X		X	X		X			1	2017	5			

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																		
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES	
14	O-2001	Horno quemador azufre.	Externa	WT	4	X						X		X	X				4	2017	10		
			Interna	IVT	4	X	X						X	X	X					4	2017	5	
15	R-2004	Enfriador ácido (Oleum)	Externa	WT	4	X													2	2017	10		
			Interna	LT(n)	4	X					X	X		X						1	2017	10	
			Interna	IVT	4	X					X	X		X							1	2017	5
16	R-2005	Enfriador de oleum	Externa	WT	4	X													2	2017	10		
			Interna	LT(n)	4	X					X	X		X						1	2017	10	
			Interna	IVT	4	X					X	X		X							1	2017	5
17	R-2006	Enfriador torre oleum.	Externa	WT	4	X													2	2017	10		
			Interna	LT(n)	4	X					X	X		X						1	2017	10	
			Interna	IVT	4	X					X	X		X							1	2017	5

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																	
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES
18	T-2002	Tanque TAI y Secado.	Interna	IVT	4		X	X		X			X		X				2	2017	5	
19	T-2003	Tanque TAI y Secado.	Interna	IVT	4		X	X		X			X		X				2	2017	5	
20	Te de Paso y Válvulas Térmicas	Conexión calderas 1 y 2	Externa	WT	8								X		X				2	2017	8	
			Interna	IVT	4			X				X	X		X					2	2017	
21	DUCTO	De E-2001 hasta tercer paso del CONVERTIDOR. PLANO G-102 B-B	Externa	HAT	4		X						X		X	X			2	2017	8	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se
			Externa	LT(n)	4			X					X		X	X			1	2017	5	
			Interna	IVT	4								X		X					1	2017	

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																		
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección ( Años )	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES	
																							requiere armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.
2 2	DUCTO	De tercer paso del CONVERTIDOR hasta E-2002. PLANO G-102 C-C	Externa	HAT	4		X						X		X	X			2	2017	8	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.	
			Externa	LT(n)	4			X						X		X	X			1	2017		5
			Interna	IVT	4									X		X				1	2017		5

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																		
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES	
23	DUCTO	De segundo paso del CONVERTIDOR hasta E-2001. PLANO G-102 B-B  EJ-20-20	Externa	LT(n)	4		X						X		X	X			1	2017	5		
			Interna	IVT	4									X		X				1	2017		5
			Externa	CAMBIO	8		X			X	X	X	X			X	X			4	2017		5
			Externa	CAMBIO	8		X			X	X	X	X			X	X			2	2017		5
24	DUCTO	De E-2001 hasta cuarto paso del CONVERTIDOR. PLANO G-102 A-A	Externa	HAT	4		X						X		X	X			2	2017	8	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar	
			Externa	LT(n)	4			X						X		X	X			1	2017		5
			Interna	IVT	4									X		X				1	2017		5

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																		
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección ( Años )	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES	
																							aislamiento, si es necesario.
25	DUCTO		Externa	LT(n)	4	X						X			X	X			1	2017	5		
		De E-2002 a E-2003 (lado tubos): PLANO G-102 D-D	Interna	IVT	4								X		X				1	2017	5		
			Externa	CAMBIO	8	X			X	X	X	X	X	X	X	X				4	2017		5
		EJ-20-29	Externa	CAMBIO	8	X			X	X	X	X	X	X	X	X				2	2017		5
		EJ-20-29A	Externa	CAMBIO	8	X			X	X	X	X	X	X	X	X				2	2017		5
26	DUCTO		Externa	LT(n)	4	X						X		X	X				1	2017	5		
		De E-2002 a E-2003 (lado cascos ): PLANO G-102 D-D	Interna	IVT	4								X		X				1	2017	5		
			Externa	CAMBIO	8	X			X	X	X	X	X	X	X	X				4	2017		5
		EJ-20-27	Externa	CAMBIO	8	X			X	X	X	X	X	X	X	X				2	2017		5
		EJ-20-28	Externa	CAMBIO	8	X			X	X	X	X	X	X	X	X				2	2017		5

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																		
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES	
27	DUCTO	De E-2002 a E-2001. PLANO G-102 D-D	Externa	LT(n)	4		X						X		X	X			1	2017	5		
			Interna	IVT	4									X		X				1	2017		5
			Externa	CAMBIO	8		X			X	X	X	X			X	X			4	2017		5
		EJ-20-30	Externa	CAMBIO	8		X			X	X	X			X	X			2	2017	5		
28	DUCTO	De TORRE DE SECADO (D-2002) a HORNO O-2001 Y F-2003 PLANO G-103 E-E	Externa	HAT	4		X						X		X	X			2	2017	5	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.	
			Externa	LT(n)	4		X							X		X	X			1	2017		5
			Interna	IVT	4									X		X				1	2017		5

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																		
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección ( Años )	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES	
29	DUCTO	TEE de PASO a FILTRO PLANO G-104 G-G	Externa	HAT	4		X						X		X	X			2	2017	8	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.	
			Externa	LT(n)	4		X							X		X	X			1	2017		5
			Interna	IVT	4									X		X					1		2017
30	DUCTO	De SUPERHEATER a TEE DE PASO PLANO G-104 G-G H-H	Externa	HAT	4		X						X		X	X			2	2017	5	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de	
			Externa	LT(n)	4		X							X		X	X			1	2017		5
			Interna	IVT	4									X		X					1		2017

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																		
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES	
31	DUCTO	- De CALDERA #1 a TEE DE PASO PLANO G-104 H-H -	Externa	HAT	4		X						X		X	X			2	2017	8	martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.	
			Externa	LT(n)	4			X						X		X	X			1	2017	5	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar
			Interna	IVT	4									X		X				1	2017	5	

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																		
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES	
																							aislamiento, si es necesario.
32	DUCTO	- De E-2003 a TORRE DE OLEUM D-2004 PLANO G-105 J-J	Externa	HAT	4		X						X		X	X			2	2017	8	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.	
			Externa	LT(n)	4		X							X		X	X			1	2017		5
			Interna	IVT	4									X		X				1	2017		5
33	DUCTO	- BY PASS TORRE DE OLEUM Y TAI PLANO G-105 J-J	Externa	LT(n)	4		X						X		X	X			1	2017	5		
			Interna	IVT	4								X		X					1	2017		5

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																	
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección ( Años )	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES
-	-	-	Externa	CAMBIO	8	X			X	X	X	X		X	X				4	2017	5	
-		EJ-20-39	Externa	CAMBIO	8	X			X	X	X	X		X	X				2	2017	5	
-		EJ-20-40	Externa	CAMBIO	8	X			X	X	X	X		X	X				2	2017	5	
34	DUCTO	De FILTRO hasta tercer paso del CONVERTIDOR. PLANO G-105 Z-Z	Externa	HAT	4	X							X		X	X			2	2017	8	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.
			Externa	LT(n)	4		X						X		X	X			1	2017	5	
			Interna	IVT	4								X		X					1	2017	
			Externa	HAT	4	X						X		X	X				2	2017	5	

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																	
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES
35	DUCTO	TORRE TAI D-2003 a E-2003 PLANO G-106 N-N	Externa	LT(n)	4		X						X		X	X			1	2017	5	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.
			Interna	IVT	4								X		X					1	2017	
36	DUCTO	BY PASS E-2001 a E-2002/03 PLANO G-106 P-P	Externa	HAT	4		X						X		X	X			2	2017	5	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de
			Externa	LT(n)	4		X						X		X	X			1	2017	5	
			Interna	IVT	4								X		X					1	2017	

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																			
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección ( Años )	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES		
37	DUCTO	- De Primer paso CONVERTIDOR a CALDERA #2 PLANO G-107 S-S	Externa	LT(n)	4		X						X		X	X			1	2017	5	martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.		
			Interna	IVT	4								X		X					1	2017		5	
		-	Externa	CAMBIO	8		X			X	X	X			X	X				4	2017		5	
		-	EJ-20-31	Externa	CAMBIO	8		X			X	X	X			X	X				2		2017	5
		-	EJ-20-32	Externa	CAMBIO	8		X			X	X	X			X	X				2		2017	5
-			Externa	LT(n)	4		X					X		X	X				1	2017	5			

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																	
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección ( Años )	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES
38	DUCTO	De CALDERA #2 a segundo paso CONVERTIDOR PLANO G-107 R-R	Interna	IVT	4								X		X				1	2017	5	
			Externa	CAMBIO	8	X		X			X	X		X	X				4	2017	5	
			Externa	CAMBIO	8	X		X			X	X		X	X				2	2017	5	
			Externa	CAMBIO	8	X		X			X	X		X	X				2	2017	5	
39	DUCTO	De FILTRO a primer paso CONVERTIDOR PLANO G-107 U-U	Externa	HAT	4	X						X		X	X			2	2017	5	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar	
			Externa	LT(n)	4		X						X		X	X			1	2017		5
			Interna	IVT	4								X		X				1	2017		5

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																		
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES	
																							aislamiento, si es necesario.
40	DUCTO	BY PASS CALDERA #2 PLANO G-107 T-T	Externa	HAT	4		X						X		X	X			2	2017	5	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.	
			Externa	LT(n)	4		X							X		X	X			1	2017		5
			Interna	IVT	4									X		X				1	2017		5
41	DUCTO	BY PASS E-2001 PLANO G-107 V-V	Externa	HAT	4		X						X		X	X			2	2017	5	Este ducto no se tiene programado	
			Externa	LT(n)	4		X							X		X	X			1	2017		5

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																	
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES
	-		Interna	IVT	4								X		X				1	2017	5	para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.
42	DUCTO	De SOPLADOR a TORRE DE SECADO PLANO G-108 E1-E1	Externa	HAT	4		X						X		X	X			2	2017	8	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere
			Externa	LT(n)	4		X						X		X	X			1	2017	5	
			Interna	IVT	4								X		X					1	2017	

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																		
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES	
																							armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.
43	DUCTO	- De SUPERHEATER a TORRE de TSO2 PLANO G-109 L-L -	Externa	HAT	4		X						X		X	X				2	2017	5	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.
			Externa	LT(n)	4		X						X		X	X				1	2017	5	
			Interna	IVT	4									X		X					1	2017	
			Externa	HAT	4		X					X		X	X				2	2017	5		

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																	
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección ( Años )	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES
44	DUCTO	Desvio HORNO a FILTRO PLANO G-109 W-W	Externa	LT(n)	4		X						X		X	X			1	2017	5	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.
			Interna	IVT	4								X		X					1	2017	
45	DUCTO	De ECONOMIZADOR a TORRE TAF PLANO G-110 D1-D1	Externa	HAT	4		X						X		X	X			2	2017	5	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de
			Externa	LT(n)	4		X						X		X	X			1	2017	5	
			Interna	IVT	4								X		X					1	2017	

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																		
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES	
																							martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.
4 6	DUCTO	De cuarto paso CONVERTIDOR hasta ECONOMIZADOR PLANO G-110 D1-D1	Externa	HAT	4		X						X		X	X			2	2017	5	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar	
			Externa	LT(n)	4		X							X		X	X			1	2017		5
			Interna	IVT	4									X		X				1	2017		5

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																		
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES	
																							aislamiento, si es necesario.
47	DUCTO	De TORRE TSO2 hasta LIMITES DE PLANTA PLANO G-113 T1-T1	Externa	HAT	4		X						X		X	X			2	2017	5	Este ducto no se tiene programado para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.	
			Externa	LT(n)	4		X							X		X	X			1	2017		5
			Interna	IVT	4									X		X				1	2017		5
48	DUCTO	De TEE de PASO hasta SUPERHEATER PLANO G-104 H-H	Externa	HAT	4		X						X		X	X			2	2017	5	Este ducto no se tiene programado	
			Externa	LT(n)	4		X							X		X	X			1	2017		5

PARADA DE PLANTA 20 PROGRAMADA PARA			2017		REQUERIMIENTOS DE INSPECCION																	
ITEM	TAG	Descripción	Tipo Inspección	Actividad de Inspección / Reemplazo	Frec. Máx.	Armar Andamio Interno	Armar andamio externo	Abrir Manhole	Abrir handhole	Desacoplar Boquillas	Desmontar cabezotes	Desmontar equipo / línea	Equipo Fuera de Servicio	Escalera	Parada de planta	Retirar aislamiento 100%	Retirar parcialmente	Otros requerimientos y/o END	TIEMPO ESTIMADO DE	Proxim a Inspección	Intervalo de inspección (Años)	OBSERVACIONES Y/O RECOMENDACIONES PENDIENTES
			Interna	IVT	4								X		X				1	2017	5	para su cambio, pero se le realizará prueba de martillo. Para ello se requiere armar andamio y retirar aislamiento, si es necesario.

Anexo B. Análisis de modo de falla y efectos Sistema de Lubricación

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA	
1	Suministrar aceite lubricante (ISO 46 ) a razón de una flujo de 27 GPM, por debajo de 40°C a una presión entre 15 y 20 psig al sistema de lubricación de los cojinetes del compresor y turbina TK2001, contenido de agua por debajo de 1000 ppm con un grado de limpieza ISO 18/17/15.	1A	No suministra aceite lubricante a razón de 27 GPM.	1A1	Falla bomba principal P2001	1A11	Piñones desgastados	La presión empieza a descender y cuando llega a 15 se activa una alarma, el switche PS-1 enciende las Bomba auxiliar de lubricación P-2003, Si la presión continua descendiendo en 9 psig el switche PS-3 encenderá en el panel de control la alarma de baja presión de aceite que alertará al operador del evento en la Bomba Auxiliar. Si la presión llega a caer hasta 7 psig el switche PS-4 activará el interlocking por baja presión de aceite sacando de servicio las Turbina TK-2001 . Mínimo 24 horas requeridas para cambio de la bomba representan perdida 170 Ton de Ácido Sulfúrico en producción.	
						1A12	Falla acople		
						1A13	Filtro de succión obstruido		
						1A14	Falla de rodamientos.		
				1A2	Falla motor eléctrico bomba auxiliar PM2003	1A21	Bajo aislamiento eléctrico		La presión empieza a descender y cuando llega a 15 psig se activa una alarma, el switche PS-1 enciende las Bomba auxiliar de lubricación P-2003, Si la presión continua descendiendo en 9 psig el switche PS-3 encenderá en el panel de control la alarma de baja presión de aceite que alertará al operador del evento en la Bomba Auxiliar. Si la presión llega a caer hasta 7 psig el switche PS-4 activará el interlocking por baja presión de aceite sacando de servicio las Turbina TK-2001. Mínimo 4 horas requeridas para cambio del motor de la bomba auxiliar representan perdida 28 Ton de Ácido Sulfúrico en producción.
						1A22	Falla de estator		
						1A23	Falla de rodamientos.		
						1A24	Falla en el acople ("Buffer")		
						1A25	Ausencia de tensión		
						1A26	Falla en el cubículo		

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
						1A27	Falla acometida	
				1A3	Falla bomba auxiliar P2003	1A31	Piñones desgastados	La presión empieza a descender y cuando llega a 15 psig se activa una alarma, el switche PS-1 enciende las Bomba auxiliar de lubricación P-2003, Si la presión continua descendiendo en 9 psig el switche PS-3 encenderá en el panel de control la alarma de baja presión de aceite que alertará al operador del evento en la Bomba Auxiliar. Si la presión llega a caer hasta 7 psig el switch PS-4 activará el interlocking por baja presión de aceite sacando de servicio las Turbina TK-2001. Mínimo 8 horas requeridas para cambio de la bomba auxiliar representan perdida 57 Ton de Ácido Sulfúrico en producción.
						1A32	Falla acople	
						1A33	Filtro de succión obstruido	
						1A34	Falla de rodamientos.	
				1A4	Líneas de lubricación sin aceite en el sistema de lubricación	1A41	Válvula de descarga de la bomba P2003 (PCV-1) cerrada	La presión empieza a descender y cuando llega a 15 psig se activa una alarma, el switche PS-1 enciende las Bomba auxiliar de lubricación P-2003, Si la presión continua descendiendo en 9 psig el switche PS-3 encenderá en el

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
						1A42	Válvula de descarga de la bomba P2003 (PCV-1) fallada	panel de control la alarma de baja presión de aceite que alertará al operador del evento en la Bomba Auxiliar. Si la presión llega a caer hasta 7 psig el switch PS-4 activará el interlocking por baja presión de aceite sacando de servicio las Turbina TK-2001. Mínimo 2 hora requeridas para cambio de la Válvula perdida 7 Ton de Ácido Sulfúrico en producción.
				1A5	Presencia de aire en el sistema del sistema de lubricación	1A51	Cambio inadecuado del enfriador E2001 A/B y/o filtro del sistema F2001A/F2001B	Sale compresor de servicio al actuar el corte por baja presión de aceite de lubricación. Al activarse el switch PS-4 y la alarma PLS -3 en 9 Psig. Se requieren 8 horas de pérdida en producción para diagnosticar, inspeccionar las tuberías y restablecer las condiciones de operación en la planta. Esto representa una pérdida de producción de 57 Ton de ácido sulfúrico
				1A6	Falla válvula PCV-1 (válvula reguladora de la presión sistema lubricación) cerrada	1A61	Cerrada	Sale compresor de servicio al actuar el corte por baja presión de aceite de lubricación. Al activarse el switch PS-4 y la alarma PLS -3 en 9 Psig. Se requieren 8 horas de pérdida en producción para diagnosticar, inspeccionar las tuberías y restablecer las condiciones de operación en la planta. Esto representa una pérdida de producción de 57 Ton de ácido sulfúrico
				1A7	Obstrucción de la línea del sistema de lubricación	1A71	Cuerpo extraño	Sale compresor de servicio al actuar el corte por baja presión de aceite de lubricación. Al activarse el switch PS-4 y la alarma PLS -3 en 9 Psig. Se requieren 8 horas de pérdida en producción para diagnosticar, inspeccionar las tuberías y restablecer las condiciones de operación en la planta. Esto representa una pérdida de producción de 57 Ton de ácido sulfúrico
		1B	Suministra aceite lubricante a más de 40°C	1B1	Perdida de eficiencia de los enfriador E2001Ao E2001B	1B11	Temperatura del Agua de Enfriamiento mayor a 32 °C	Se detecta incremento de temperatura en el dispositivo de medición TI-2. Instalado en la salida de los enfriadores. Disminuye la viscosidad del aceite permitiendo el aumento del desgaste de los cojinetes e incrementando su

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
						1B12	Bajo flujo de agua	temperatura. Se debe sacar el compresor de operación si alcanza los 55°C en el cojinete axial. Todas las acciones correctivas involucran verificar el correcto funcionamiento del suministro de agua de enfriamiento, para lo cual se debe coordinar con Planta de Fuerza sobre este servicio. Un evento de salida por este modo de falla representa una pérdida de producción de 14 Ton de ácido sulfúrico
						1B13	Obstrucción o taponamiento lado de agua (Haz tubular)	
		1C	Suministra aceite lubricante a una presión menor a 15 psig en el sistema de lubricación de los cojinetes del compresor K2001 y la turbina TK2001.	1C1	Falla de válvula de regulación PCV-1 (posición cerrada)	1C11	Desajuste o mal funcionamiento	Disminuye el flujo de lubricante en los cojinetes, se incrementa el desgaste de los cojinetes y se incrementa su temperatura. El compresor puede salir de operación si sigue disminuyendo la presión en el sistema hasta llegar a 7 psig o debe sacarse de operación de manera manual cuando la temperatura en el cojinete llega a 55°C. Se debe identificar y diagnosticar la falla en la válvula y corregirla.
				1C2	Obstrucción de la línea hacia los cojinetes en el sistema de lubricación	1C21	Cuerpo extraño	Disminuye el flujo de lubricante en los cojinetes, se incrementa el desgaste de los cojinetes y se incrementa su temperatura. El compresor puede salir de operación si sigue disminuyendo la presión en el sistema hasta llegar a 7 psig o debe sacarse de operación de manera manual cuando la temperatura en el cojinete llega a 55°C. Se debe identificar y diagnosticar la falla en la válvula y corregirla.
				1C3	Falla filtro F2001A o F2001B saturados o colapsados	1C31	No se hace cambio de filtro cuando la presión Upstream se incrementa 15 psi.	Salen compresor de servicio, al descender la presión en el sistema de lubricación se activa el switche PS-4 y la alarma PS-3 al detectar una caída de presión por debajo de 7 Psig. Se requieren 2 horas de pérdida en producción para restablecer la planta. Esto representa una pérdida de producción de 14 Ton de ácido sulfúrico. Se debe establecer la frecuencia de cambio de filtro para verificar si existe algún componente de desgaste en el aceite

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
				1C4	Falla de válvula RV-1/2	1C41	Desajuste o mal funcionamiento	La presión empieza a descender y cuando llega a 15 se activa una alarma, el switche PS-1 enciende las Bomba auxiliar de lubricación P-2003, Si la presión continua descendiendo en 9 psig el switche PS-3 encenderá en el panel de control la alarma de baja presión de aceite que alertará al operador del evento en la Bomba Auxiliar. Si la presión llega a caer hasta 7 psig el switche PS-4 activará el interlocking por baja presión de aceite sacando de servicio las Turbina TK-2001. Mínimo 8 horas requeridas para cambio de la bomba representan perdida 56 Ton de Ácido Sulfúrico en producción.
				1C5	Falla de válvula RV-1/2 abierta (válvula de alivio de bomba Principal)	1C51	Desajuste o mal funcionamiento	La presión empieza a descender y cuando llega a 15 se activa una alarma, el switche PS-1 enciende las Bomba auxiliar de lubricación P-2003, Si la presión continua descendiendo en 9 psig el switche PS-3 encenderá en el panel de control la alarma de baja presión de aceite que alertará al operador del evento en la Bomba Auxiliar. Si la presión llega a caer hasta 7 psig el switche PS-4 activará el interlocking por baja presión de aceite sacando de servicio las Turbina TK-2001. Mínimo 8 horas requeridas para cambio de la bomba representan perdida 56 Ton de Ácido Sulfúrico en producción.
		1D	Suministra aceite lubricante a una presión mayor a 20 Psig al sistema de los cojinetes del compresor K2001 y la turbina TK2001	1D1	Falla válvula PCV-1 abierta	1D11	Desajuste o mal funcionamiento	Al suministrarse una presión mayor desde el sistema a los cojinetes el flujo aumenta incrementando la fricción fluida que genera el incremento de temperatura con probabilidad de que haya un incremento tal que saque el compresor de operación.
		1E	Suministra aceite al sistema con un contenido de agua superior a 1000 ppm.	1E1	Aceite contaminado con agua en el sistema de lubricación	1E11	Sello ineficiente de la tapa en los filtros de llenado o respiradero en el tanque del sistema de lubricación T2001	La humedad o el agua ingresan al tanque por los espacios abiertos. La falta de hermeticidad y la atmósfera húmeda de la planta representan un gran riesgo a que el lubricante se emulsione o se presente agua en estado libre. Esta condición puede causar la falla de los cojinetes cuando los niveles de agua son superiores al 0,1%. Cuando el lubricante se

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
						1E12	Paso de agua de los enfriadores E2001A y/o E2001B hacia el aceite	<p>observa blanco y el nivel de agua es muy elevado se debe detener el compresor para determinar la fuente de ingreso de agua, corregirla y cambiar el lubricante si es necesario, esto puede llegar a representar mínimo 24 horas de pérdida de operación. La tubería de los enfriadores por donde circula el agua es susceptible a incrustaciones, cuando las incrustaciones corroen la tubería, o falla alguna soldadura, el agua contenida re circulante por las tuberías, entra en contacto con el aceite produciendo contaminación por agua. En conclusión no se debe operar con valores de humedad por encima de 1000 partes por millón. Cuando el programa de análisis de aceite muestre este contenido, se debe realizar una diálisis del aceite para eliminar la cantidad de agua. Un síntoma del aumento del agua es el aumento constante de la diferencial de presión de los filtros, para lo cual el personal de Operaciones deberá reportar cualquier novedad en este sistema. Valores de 2000 partes por millón crean la necesidad de parar el compresor para identificar la fuente de agua y corregirla.</p>
						1E13	Ingreso de condensado en los cojinetes de la turbina TK2001	
		1F	Se suministra aceite lubricante diferente a la ISO 46	1F1	Aceite contaminado por un lubricante diferente en el sistema de lubricación	1F11	Reposición o cambio de lubricante incorrecto	De acuerdo al tipo de lubricante y cantidad se ve afectada la integridad de la máquina. Los daños pueden llegar a ser tan severos como una parada por alta temperatura en los cojinetes o por altas vibraciones después del deterioro de sus componentes internos.
2	Suministrar aceite desde el sistema de lubricación a cada cojinete del compresor K2001 y de la turbina TK2001, con la presión requerida.	2A	No suministra aceite desde el sistema de lubricación a cada cojinete del compresor K301 y de la turbina TK301, con la presión requerida.	2A1	Obstrucción de la válvula de aguja de restricción del sistema de lubricación en la entrada de los cojinetes	2A11	Residuos y Cuerpo extraño existentes que taponan la válvula de aguja	No llega suministro de aceite en el cojinete, la fricción se eleva al punto de incrementar la temperatura y sacar el compresor de servicio. Dependiendo la cantidad de aceite que deje de llegar al cojinete, la falla puede ser de consecuencias leves o falla catastrófica en la máquina.

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
3	Contener el aceite lubricante en el tanque T2001 a un nivel no mayor a 85%, tuberías e instrumentos de medición.	3A	No contiene el aceite lubricante	3A1	Falla tanque T2001 de aceite lubricante	3A11	Falla soldadura	Se presentan escapes de aceite que representan un gran impacto al medio ambiente y en los costos de mantenimiento. El nivel de aceite en el tanque bajará por debajo de la mirilla de nivel LG-1. La presión de aceite caerá dramáticamente y el Switche PS-4 activará el interlocking por baja presión de aceite sacando de servicio las Turbina TK-2001. Se debe realizar todos los esfuerzos para contener el aceite. Para reestablecer la operación del equipo se debe corregir el origen del escape y cargar con una nueva carga de Aceite ISO 46.
						3A12	Corrosión	
				3A2	Falla tubería del sistema de lubricación	3A21	Falla soldadura	Se presentan escapes de aceite que representan un gran impacto al medio ambiente y en los costos de mantenimiento. El nivel de aceite en el tanque bajará por debajo de la mirilla de nivel LG-1. La presión de aceite caerá dramáticamente y el Switche PS-4 activará el interlocking por baja presión de aceite sacando de servicio las Turbina TK-2001. Se debe realizar todos los esfuerzos para contener el aceite. Para reestablecer la operación del equipo se debe corregir el origen del escape y cargar con una nueva carga de Aceite ISO 46. Si la falla se presenta por empaque se debe asegurar el uso del empaque recomendado para aceite en la Lista de Empaque que emite el SICM
						3A22	Falla sistema brida / empaque	
		3A23	Corrosión					
		3A4	Falla en accesorios y/o tuberías de señales de instrumentación sistema de lubricación	3A41	Desajuste/sello deficiente en uniones roscadas ("ferrule")	Se presentan escapes de aceite que afectan la lectura de los instrumentos, y representan un riesgo ambiental por derrame de aceite		
4	Prevenir que el tamaño de partículas contenidas en el aceite que llega a	4A	Permite el paso de partículas mayores a 10 micras en el sistema de recirculación	4A1	Falla filtro F2001A o F2001B por pase en sistema de lubricación	4A11	Ausencia de filtro	El ingreso de partículas mayores a 10 micras a los cojinetes puede promover una falla catastrófica en el equipo. Estas partículas entran entre el eje y los cojinetes causando, dependiendo de la forma y la naturaleza, desgastes abrasivos en el cojinete. Los operadores tendrán la manifestación de este fallo por los aumentos de vibración en

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
	los cojinetes sea mayor a 10 micras.					4A12	Rotura del elemento filtrante	el compresor, para lo que muy probablemente se activen las alarmas por cada uno de los canales de vibración. Si la falla en los cojinetes aumenta, el compresor es sacado de servicio por los cortes de los canales de vibración. Un evento de producción por este modo de falla representa una pérdida de producción de 24 horas o 170 Ton de ácido sulfúrico para la inspección y/o cambio de cojinetes.
5	Activar el switch de alarma de baja presión de aceite PS-3 cuando la presión baje a 9 psig	5A	No se activa el switch de bajo presión PS-3 cuando la presión de aceite cae por debajo de 9 psig	5A1	Falla switch PS-3	5A11	Desajuste o mal funcionamiento	Las bombas empiezan a cavitarse, presentar ruido y se pierde el suministro de aceite al compresor. La presión de lubricación cae por debajo de 9 psig. La caída de presión ocasiona aumento de las vibraciones en el soplador y en la turbina accionando el corte de la turbina. Este nivel perdido representa la cantidad de aceite lubricante que se escapó afectando la seguridad y medio ambiente.
6	Activar el switch de corte (trip) por baja presión de aceite PS-3 cuando la presión baje a 7 psig	6A	No se activa el switch de corte por baja presión PS-4 cuando la presión de aceite cae por debajo de 7 psig	6A1	Falla switch PS-4	6A11	Desajuste o mal funcionamiento	Las bombas empiezan a cavitarse, presentar ruido y se pierde el suministro de aceite al compresor. La presión de lubricación cae por debajo de 9 psig. La caída de presión ocasiona aumento de las vibraciones en el soplador y en la turbina accionando el corte de la turbina. Este nivel perdido representa la cantidad de aceite lubricante que se escapó afectando la seguridad y medio ambiente.
7	Activar el switch de encendido de la bomba auxiliar PS-1 por baja presión de aceite cuando la presión baje a 15 psig	7A	No se activa el switch de encendido de la bomba auxiliar PS-1 cuando la presión de aceite cae por debajo de 15 psig	7A1	Falla switch PS-1	7A11	Desajuste o mal funcionamiento	Las bombas empiezan a cavitarse, presentar ruido y se pierde el suministro de aceite al compresor. La presión de lubricación cae por debajo de 9 psig. La caída de presión ocasiona aumento de las vibraciones en el soplador y en la turbina accionando el corte de la turbina. Este nivel perdido representa la cantidad de aceite lubricante que se escapó afectando la seguridad y medio ambiente.
8	Activar el switch de apagado de la bomba auxiliar PS-2 por aumento de presión de aceite cuando la presión sube por encima de 18 psig	8A	No se activa el switch de apagado de la bomba auxiliar PS-1 cuando la presión de aceite sube por encima de 18 psig	8A1	Falla switch PS-2	8A11	Desajuste o mal funcionamiento	Al suministrarse una presión mayor desde el sistema a los cojinetes el flujo aumenta incrementando la fricción fluida que genera el incremento de temperatura con probabilidad de que haya un incremento tal que saque el compresor de operación.

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFEECTO DE FALLA		
9	Retornar el aceite al tanque contenedor cuando la presión en la descarga de la bomba P2001 o P2003 exceda 145 Psig, a través de las válvulas de seguridad RV-1 o RV-2.	9A	No retorna el aceite al tanque T2001 cuando la presión en la descarga de las bombas excede 145 Psig	9A1	Falla válvula de seguridad RV-1 o RV-2.	9A11	Desajuste o mal funcionamiento	La sobre presión en la descarga de las bombas no es liberada, provocando un contraflujo a las mismas y afectando los componentes de la bomba y el deterioro de la tubería.		
		9B	Retorna el aceite al tanque contenedor cuando la presión en la descarga de las bombas no excede 145 Psig presión	8B1	Falla válvula de seguridad RV-1 o RV-2	9B11	Desajuste o mal funcionamiento	La presión en la descarga de las bombas disminuye afectando la presión en el sistema de aceite de sello. La presión desciende al punto de provocar que se arranque la bomba auxiliar para reponer la presión en el sistema.		
10	Suministrar aceite a una presión entre 15 y 18 psig al sistema de lubricación de los cojinetes del compresor K2001, turbina TK2001 y con la ayuda de la bomba P2003 (auxiliar) en caso de que la presión en la descarga de la bomba P2001 caiga a 15 psig.	10A	No suministra aceite lubricante (Stand By).	10A1	Falla switche PS-1 de arranque sistema auxiliar	10A11	Desajuste o mal funcionamiento	No arranca la bomba auxiliar P2003, la bomba principal P2001 empieza a cavitarse, presentar ruido y se pierde el suministro de aceite al compresor. Saliendo el compresor de servicio por caída de presión en el sistema de lubricación o por aumento de vibración. Se requiere parar 4 horas de producción para el arranque de la planta. Esto representa una pérdida de producción de 28 Ton de Ácido Sulfúrico en producción.		
				10A2	Falla motor eléctrico bomba auxiliar PM2003	10A21	Bajo aislamiento eléctrico	10A22	Falla de estator	La presión empieza a descender y cuando llega a 15 psig se activa una alarma, el switche PS-1 enciende la Bomba auxiliar de lubricación P-2003, Si la presión continua descendiendo en 9 psig el switche PS-3 encenderá en el panel de control la alarma de baja presión de aceite que alertará al operador del evento en la Bomba Auxiliar. Si la presión llega a caer hasta 7 psig el switche PS-4 activará el interlocking por baja presión de aceite sacando de servicio las Turbina TK-2001. Mínimo 4 horas requeridas para cambio del motor de la bomba auxiliar representan pérdida 28 Ton de Ácido Sulfúrico en producción.
				10A23	Falla de rodamientos.	10A23	Falla de rodamientos.			

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
						10A24	Falla en el acople ("Buffer")	La presión empieza a descender y cuando llega a 15 psig se activa una alarma, el switche PS-1 enciende las Bomba auxiliar de lubricación P-2003, Si la presión continua descendiendo en 9 psig el switche PS-3 encenderá en el panel de control la alarma de baja presión de aceite que alertará al operador del evento en la Bomba Auxiliar. Si la presión llega a caer hasta 7 psig el switche PS-4 activará el interlocking por baja presión de aceite sacando de servicio las Turbina TK-2001. Mínimo 8 horas requeridas para cambio de la bomba auxiliar representan perdida 57 Ton de Ácido Sulfúrico en producción.
						10A25	Ausencia de tensión	
						10A26	Falla en el cubículo	
						10A27	Falla acometida	
				10A3	Falla bomba auxiliar P2003	10A31	Piñones desgastados	
						10A32	Falla acople	
						10A33	Filtro de succión obstruido	
						10A34	Falla de rodamientos.	

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFEECTO DE FALLA
				10A4	Obstrucción en la descarga de la bomba P2003	10A41	Falla válvula de descarga de la bomba P2003 cerrada	No arranca la bomba auxiliar P2003, saliendo el compresor de servicio por caída de presión en el sistema de lubricación. Se requiere parar 4 horas de producción para el arranque de la planta. Esto representa una pérdida de producción de 28 Ton de Ácido Sulfúrico.
		10B	Suministra aceite lubricante a una presión menor a 15 psig en el sistema de lubricación de los cojinetes del compresor K2001 y la turbina TK2001, (Stand By)	10B1	Falla PSV-1	10B11	Desajuste o mal funcionamiento	Sale compresor de servicio al actuar el corte por baja presión de aceite de lubricación. Al activarse el switche PSL-4 y la alarma PLS -3 en 9 Psig. Se requieren 8 horas de pérdida en producción para diagnosticar, inspeccionar las tuberías y restablecer las condiciones de operación en la planta. Esto representa una pérdida de producción de 57 Ton de ácido sulfúrico.
		10C	Suministra aceite cuando la presión de descarga de la bomba P2001 es mayor a 15 psig (Stand By)	10C1	Falla switche PS-1 de arranque sistema auxiliar	10AC11	Desajuste o mal funcionamiento	Se envía señal de arranque de la bomba auxiliar cuando no es requerido aumentando la presión en el sistema
11	Permitir el arranque de forma manual de la bomba P2003	11A	No permite el arranque manual de la bomba P2003	11A1	Falla válvula bloque en paralelo a PCV1A1	11A11	Válvula atascada y bloqueada	No se logra arrancar de forma manual la bomba auxiliar P2003.

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFEECTO DE FALLA
12	Indicar la presión diferencial de los filtros F2001A y F2001B.	12A	No indica la presión diferencial de los filtros	12A1	Falla indicador de Presión PSH2001	12A11	Desajuste o mal funcionamiento	No se puede visualizar el nivel de saturación de los filtros, la incapacidad para medir el nivel de saturación del filtro aumenta el riesgo de parar el compresor por caída de presión de aceite en el sistema de lubricación en algún momento.
13	Retornar aceite de los cojinetes al Tanque de lubricación.	13A	No retorna el aceite re circulante al depósito T2001	13A1	Fallan líneas de retorno del sistema de lubricación	13A11	Obstrucción	Las líneas de retorno al tanque provenientes de los cojinetes se pueden obstruir por la acumulación de sedimentos en las tuberías de lubricación y deterioro de las mismas por elevada corrosión.
14	Sacar el compresor de servicio cuando la presión de lubricación en la línea de los cojinetes llegue a 7 psig	14A	No saca el compresor de servicio cuando la presión de lubricación en la línea de los cojinetes llega a 7 psig	14A1	Falla switche de corte por baja presión PSL2005	14A11	Desajuste o mal funcionamiento	No llega suministro de aceite en el cojinete, la fricción se eleva al punto de incrementar la temperatura y sacar el compresor de servicio por alta temperatura en los cojinetes axiales o salida del equipo por baja presión de mando. Este modo de fallo es peligroso para la integridad del equipo y representa un potencial de falla catastrófica.
		14B	Se activa el switche de corte por baja presión PSL2005 por encima de 7 psig	14B1	Falla switche de corte por baja presión PSL2005	14B11	Desajuste o mal funcionamiento	Sale compresor de servicio cuando <b>no</b> es requerido. Se requieren 4 horas de perdida en producción para restablecer la planta. Esto representa una pérdida de producción de 27 Ton de ácido Sulfúrico.
		14C	Se activa el switche de corte por baja presión PSL2005 pero no saca el compresor de servicio	14C1	Falla switche de corte por baja presión PSL2005	14C11	Desajuste o mal funcionamiento	Sale compresor de servicio cuando no es requerido. Se requieren 4 horas de perdida en producción para restablecer la planta después de una calibración en sitio del instrumento. Esto representa una pérdida de producción de 27 Ton de ácido Sulfúrico.
15	Activar la alarma visual PSL2002 en la sala de control en caso de que la presión de lubricación en la línea de los cojinetes llegue a 9 psig	15A	No se activa la alarma cuando la presión de lubricación en la línea de los cojinetes llega a 9 psig	15A1	Falla circuito de alarma de baja presión PSL2002 en el sistema de lubricación.	15A11	Desajuste o mal funcionamiento	Hay desinformación y por el desconocimiento de la salida de servicio del compresor y se pueden tomar decisiones erradas.

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
		15B	Se activa la alarma visual cuando la presión de lubricación en la línea de los cojinetes se encuentra por encima de 9 psig	15B1	Falla circuito de alarma de baja presión PSL2002 en el sistema de lubricación.	15B11	Desajuste o mal funcionamiento	Hay desinformación y por el desconocimiento de la salida de servicio del compresor y se pueden tomar decisiones erradas.
16	Permitir el drenado del tanque	16A	No permite el drenado del tanque	16A1	Falla válvula de drenado atascada del tanque T2001	16A11	Corrosión	La grasa que cubre el resorte del vástago de la válvula de drenaje se deteriora, el vástago queda expuesto al medio ambiente y en algún momento se corroe y se bloquea. Durante una tarea de mantenimiento por la incapacidad de movimiento del vástago de la válvula de drenaje no se puede evacuar de forma controlada el aceite lubricante ocasionando retrasos en la tarea de mantenimiento
17	Lucir de acuerdo a los estándares corporativos	17A	No luce aceptable	17A1	Componentes, tuberías y accesorios del sistema de lubricación sucios	17A11	Falta de rutina de limpieza	Un equipo sucio exhibe una imagen inaceptable a los clientes y empleados, dificultan realizar de manera correcta la inspección y el mantenimiento de los mismos
				17A2	Pintura deteriorada en el sistema de lubricación	17A21	Deterioro	La pintura se desprende y se ve desagradable antes de que las propiedades de protección a la corrosión se vean afectadas, esto exhibe una imagen desagradable

### Anexo C. Análisis de modo de falla y efectos del compresor

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
1	Comprimir el aire tomado a condiciones ambientales de 14,14 psia de presión y temperatura de 80°F hasta una presión mínima de 3000 mm de H <sub>2</sub> O y una presión máximo de 6477 mm de H <sub>2</sub> O (23,91 psia). Con un flujo mínimo de 23600 SCFM	1A	No comprime	1A1	Falla Turbina TK2001	1A11	# causas de falla	Este modo de falla se analiza como un sistema independiente.
				1A2	Falla Sistema de Lubricación	1A21	78 causas de falla	Este modo de falla se analiza como un sistema independiente.
				1A3	Falla suministro o entrada de aire al compresor.	1A31	Filtro de succión sucio	Se activa la primera alarma cuando la caída de presión alcanza 4.4" H <sub>2</sub> O. Si no se toman acciones correctivas el delta de presión seguirá incrementándose hasta llegar a la activación de la segunda alarma: 8" H <sub>2</sub> O. La alarma se encuentra ubicado en el tablero de control en el panel del PIC-202.
				1A4	Falla del impulsor o rotor	1A41	Fractura de Eje o impulsor.	Sale compresor de servicio por elevadas vibraciones en los cojinetes. Si uno de los componentes internos llega a fallar por rotura a la velocidad de operación del compresor se correría un alto riesgo en la integridad mecánica de la máquina.
						1A42	Desprendimiento del diafragma	
						1A43	sellos de laberinto sueltos	

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
						1A44	Desalineación	
						1A45	Eje torcido	
						1A46	Desbalance	
				1A5	Falla cojinete radial o axial.	1A51	Fin de vida útil	Sale compresor de servicio por elevadas vibraciones en los cojinetes. Si uno de los componentes internos en la primera etapa llega a fallar por rotura a la velocidad de operación del compresor se correría un alto riesgo en la integridad mecánica de la máquina.
				1A6	Falla acople del compresor a la turbina	1A61	Desalineación	Sale compresor de servicio por elevadas vibraciones en los cojinetes.
						1A62	Fatiga	
		1B	Comprime hasta una presión menor a la mínima requerida de 3000 mm de H2O	1B1	Falla Turbina TK2001	1B11	48 causas de falla	Este modo de falla se analiza como un sistema independiente.
				1B2	Válvula de succión PPV2009 en mal estado.	1B21	Desajuste o mal funcionamiento	La presión empieza a descender y cuando llega a 3000 mm de H2O se activa una alarma. Si la presión llega a caer hasta 2000 mm H2O se activará el interlocking de corte a la turbina apagando el conjunto. Mínimo 4 horas requeridas para corregir la falla representan pérdida 28 Ton de Ácido Sulfúrico en producción.

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
				1B3	Fallan sellos de laberinto de la primera etapa	1B31	Perdida de tolerancias	Perdida de presión interetapas por desgaste de los sellos de laberinto, retro flujo entre las interetapas.
				1B4	Sedimentos en el compresor	1B41	Calidad del aire	Formación de sedimentos o grumos en el compresor por contaminación del aire suministrado. El paso de aceite al compresor se pega en las paredes fijas y móviles disminuyendo la eficiencia del mismo.
		1C	Comprime con un flujo de aire menor a 23600 SCFM	1C1	Falla suministro o entrada de aire al compresor.	1C11	Filtro de succión sucio	Se activa la primera alarma cuando la caída de presión alcanza 4.4" H2O. Si no se toman acciones correctivas el delta de presión seguirá incrementándose hasta llegar a la activación de la segunda alarma: 8" H2O. La alarma se encuentra ubicado en el tablero de control en el panel del PIC-202.
		1C12	Falla de empaque y/o junta de expansión a la descarga del compresor			La presión empieza a descender y cuando llega a 3000 mm de H2O se activa una alarma. Si la presión llega a caer hasta 2000 mm H2O se activará el interlocking de corte a la turbina apagando el conjunto. Mínimo 4 horas requeridas para corregir la falla representan pérdida 28 Ton de Ácido Sulfúrico en producción.		
		1C13	Controlador MIC-2001 en mal estado					
2	Contener el aire	2A	No contiene el aire	2A1	Falla carcasa.	2A11	Deformación plástica pernos	Se presentan escapes de aire comprimido.
						2A12	Fatiga del material	

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFEECTO DE FALLA
				2A2	Falla tubería de aire	2A21	Falla soldadura	Se presentan escapes de aire que representan un impacto en los costos de producción.
						2A22	Falla brida	
						2A23	Corrosión	
				2A3	Falla en accesorios de instrumentación y/o tuberías de aire	2A31	Desajuste en uniones roscadas	Se presentan escapes de aire que afectan la lectura de los instrumentos.
3	Contener el aceite lubricante	3A	No contiene el aceite lubricante	3A1	Falla carcasa del compresor	3A11	Deformación plástica pernos	Se presentan escapes de aceite que representan un gran impacto al medio ambiente y en los costos de mantenimiento.
						3A12	Fatiga del material	
				3A2	Falla en accesorios de instrumentación y/o tuberías de aceite.	3A21	Desajuste en uniones roscadas	Se presentan escapes de que afectan la lectura de los instrumentos.
4	Hacer el balance del empuje axial del rotor	4A	No hace el balance del empuje axial del rotor	4A1	Falla tubería de balance d	4A11	Falla brida	El cojinete axial debe soportar todo el empuje producido por la descarga de la compresión.
						4A12	Falla soldadura	
						4A13	Corrosión	
				4A2	Falla tambor de balance	4A21	Falla anillo de sujeción	El cojinete axial debe soportar todo el empuje producido por la descarga de la compresión.
						4A22	Fractura	

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
						4A23	Envejecimiento	
5	Monitorear la condición del compresor por medio de toma vibraciones en línea	5A	No monitorea la condición del compresor por medio de toma vibraciones en línea	5A1	Falla sistema de vibraciones.	5A11	Desajuste de sensores	Falla catastrófica. Este presenta el fenómeno de bombeo afectando su integridad mecánica y representando un alto riesgo de explosión.
						5A12	Deterioro de componentes	
						5A13	Sobrecarga eléctrica	
						5A14	Fallan drivers	
						5A15	Falla tablero	
						5A16	Falla acometida	
6	Sacar el compresor de servicio si las vibraciones son mayores a 1,5 mil girando a 3600 rpm o menos, 1,0 mil girando entre 3601 rpm y 5000 rpm y 0,75 mil girando entre 5001 rpm y 10.000 rpm.	6A	No saca el compresor de servicio si las vibraciones son mayores a los set points establecidos.	6A1	Falla HVIS2001	6A11	Desajuste	Falla catastrófica. Este presenta el fenómeno de bombeo afectando su integridad mecánica y representando un alto riesgo de explosión.
						6B	Saca el compresor de servicio con vibraciones menores a los set points establecidos	6B1
7	Activar una alarma si la temperatura de los cojinetes es superior a 150 F.	7A	No activa la alarma cuando la temperatura en los cojinetes es mayor a 150°F	7A1	Falla transmisor indicador de temperatura en cojinetes	7A11	Desajuste	Sale compresor de servicio por altas vibraciones. La integridad de la máquina se ve afectada y puede haber pérdida total de alguno de sus componentes.

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSA DE FALLA		EFECTO DE FALLA
		7B	Activa la alarma cuando la temperatura en los cojinetes es mayor a 150°F	7B1	Falla transmisor indicador de temperatura en cojinetes	7B11	Desajuste	El operador saca el compresor de servicio por el envío de señal de corte errado.
8	Activar una alarma si las vibraciones son mayores a 0,75 mils en la succión o descarga.	8A	No activa la alarma cuando las vibraciones son mayores a 3 mils	8A1	Falla VAH3-1	8A11	Desajuste	Hay desinformación y por el desconocimiento de la salida de servicio del compresor el proceso demora más en ser restablecido.
		8B	Activa la alarma cuando las vibraciones son menores a 3 mis	8B1	Falla VAH3-1	8B11	Desajuste	Hay desinformación y por el desconocimiento de la salida de servicio del compresor y se pueden tomar decisiones erradas.
9	Lucir de acuerdo a los estándares corporativos	9A	No luce aceptable	9A1	Componentes, tuberías y accesorios sucios	9A11	Falta de rutina de limpieza	Un equipo sucio exhibe una imagen inaceptable a los clientes y empleados, dificultan realizar de manera correcta la inspección y el mantenimiento de los mismos
				9A2	Pintura deteriorada.	9A21	Deterioro	La pintura se desprende y se ve desagradable antes de que las propiedades de protección a la corrosión se vean afectadas, esto exhibe una imagen desagradable

Anexo D. Análisis de modo de falla y efectos de la turbina.

FUNCION		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA		CAUSAS		EFECTO DE FALLA	
1	Mover el turbina K2001 a una velocidad nominal entre 5200 y 6150 RPM con un set de corte por sobre velocidad de 7520 rpm.	1A	No mueve el turbina	1A1	Falla el turbina	1A11	48 causas de falla	Este modo de falla se analiza como un sistema independiente.
				1A2	Falla Sistema de Lubricación	1A21	78 causas de falla	Este modo de falla se analiza como un sistema independiente.
				1A3	Falla sistema de gobierno de la turbina TK2001	1A31	Falla válvula de cierre rápido	Sale turbina de servicio por el corte del paso de vapor a la turbina a través de la válvula de cierre rápido. 16 horas de restitución de la función netas de producción.
						1A32	Falla TRIP mecánico desenganchado	
						1A33	Falla válvula reguladora	
						1A34	Falla válvula solenoide para el disparo del TRIP cuando no se requiere	
						1A35	Falla servo cilindro	
						1A36	Obstrucción (filtro solenoide)	
				1A37	Falla gobernador			
1A4	Falla rotor de la turbina TK2001	1A41	Fractura de Eje o alabes móviles	Sale turbina de servicio por elevadas vibraciones en los cojinetes. Si uno de los componentes internos en la turbina llega a fallar por rotura a la velocidad de operación se correría un alto riesgo en la integridad mecánica de la máquina.				

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSAS		EFECTO DE FALLA
						1A42	Desprendimiento alabes fijos	
						1A43	Desalineación	
						1A44	Eje torcido	
						1A45	Desbalance	
				1A5	Falla cojinete radial o axial de la turbina TK2001	1A51	Fin de vida útil	Sale turbina de servicio por elevadas vibraciones en los cojinetes. Si uno de los componentes internos llega a fallar por rotura a la velocidad de operación de la turbina se correría un alto riesgo en la integridad mecánica de la máquina.
		1B	Mueve el turbina a más de 6150 RPM	1B1	Falla sistema de gobierno de la turbina TK2001	1B11	Falla servo cilindro con válvula de regulación abierta	Falla catastrófica. Se afecta la integridad mecánica del turbina y la turbina por sobre velocidad representando un alto riesgo de explosión. Este sale por alta vibración en cojinetes.
						1B12	Falla gobernador	

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSAS		EFECTO DE FALLA	
		1C	Mueve el turbina a menos de 5200 RPM	1C1	Falla sistema de gobierno de la turbina TK2001	1C11	Suciedad válvula reguladora de vapor	Se pierde eficiencia en la turbina hasta representar la perdida de función.	
						1C12	Falla parcialmente cerrada servo cilindro		
						1C13	Falla gobernador		
2	Contener vapor	2A	No contiene el vapor	2A1	Falla carcasa de la turbina TK2001	2A11	Deformación plástica pernos	Perdida de eficiencia en el turbina además de incrementar el consumo de vapor en la planta.	
						2A12	Agrietamiento en la carcasa		
						2A13	Falla toberas		
				2A2	Falla de los sellos de la turbina TK2001	2A21	Fin de vida útil		Perdida de eficiencia en el turbina además de incrementar el consumo de vapor en la planta.
				2A3	Falla en bridas de la turbina TK2001	2A31	Falla empaques o picadura de brida		Perdida de eficiencia en el turbina además de incrementar el consumo de vapor en la planta.
				2A4	Falla válvula de cierre rápido de la turbina TK2001	2A41	Picadura vástago		Perdida de eficiencia en el turbina además de incrementar el consumo de vapor en la planta.
2A5	Falla válvula de regulación de la turbina TK2001	2A51	Agrietamiento en la carcasa	Perdida de eficiencia en el turbina además de incrementar el consumo de vapor en la planta.					
3	Contener aceite lubricante	3A	No contiene el aceite lubricante	3A1	Falla carcasa de la turbina TK2001	3A11	Fatiga del material	Se presentan escapes de aceite que representan un gran impacto al medio ambiente y en los costos de mantenimiento.	

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSAS			EFECTO DE FALLA
				3A2	Falla instrumentos de la turbina TK2001	3A21	Desajuste accesorios instrumentación	en de	Se presentan escapes de que afectan la lectura de los instrumentos.
4	Hacer el balance del empuje axial del rotor	4A	No hace el balance del empuje axial del rotor	4A1	Falla tubería de balance de la turbina TK2001	4A11	Falla brida		El cojinete axial debe soportar todo el empuje
						4A12	Falla soldadura		
						4A13	Corrosión		
				4A2	Falla tambor de balance de la turbina TK2001	4A21	Falla anillo de sujeción		El cojinete axial debe soportar todo el empuje
						4A22	Fractura		
						4A23	Envejecimiento		
				4A3	Fallan sellos de laberinto de la turbina TK2001	4A31	Desgaste		El cojinete axial debe soportar todo el empuje
5	Permitir drenar el condensado cuando la turbina está fuera de servicio	5A	No permite el drenado de la turbina	5A1	Fallan válvulas de drenaje de la turbina TK2001	5A11	Corrosión		El condensado podría dañar los álabes de la turbina si se forma en grandes cantidades y permanece en la turbina. Además, si el condensado colectado en los puntos bajos no es drenado, pueden presentarse excesivas diferencias de temperatura que ocasionarían daños y deformaciones.

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSAS		EFEECTO DE FALLA
6	Monitorear la condición de la turbina por medio de toma vibraciones en línea	6A	No monitorea la condición de la turbina por medio de toma vibraciones en línea	6A1	Falla sistema de vibraciones de la turbina TK2001	6A11	Desajuste de sensores	Falla catastrófica. Este presenta el fenómeno de bombeo afectando su integridad mecánica y representando un alto riesgo de explosión.
						6A12	Deterioro de componentes	
						6A13	Sobrecarga eléctrica	
						6A14	Fallan drivers	
						6A15	Falla tablero	
						6A16	Falla acometida	
7	Acomodar la carcasa ante cambios de temperatura	7A	No acomoda la carcasa ante cambios de temperatura	7A1	Falla procedimiento de calentamiento de la turbina TK2001	7A11	Mal procedimiento de calentamiento	Un procedimiento de calentamiento de una manera diferente a la especificada por el fabricante, provocará que el calentamiento de cada una de las partes de la turbina no sea parejo, lo que causa que el rotor se estrellé contra la carcasa, provocando el da
8	Operar sin riesgo de accidente para las personas por mecanismos en movimiento y alta temperatura	8A	Opera con riesgo de accidente para las personas por mecanismos en movimiento y alta temperatura	8A1	Falla guardas de la turbina TK2001	8A11	Corrosión	El no usar arandelas de presión en los tornillos de fijación de las guardas de seguridad puede provocar que por efecto de las vibraciones, las guardas se suelten y creen una condición de trabajo insegura
				8A2	Falla aislamiento en la tubería de la turbina TK2001	8A21	Deterioro	Con el tiempo, el aislamiento de la tubería puede deteriorarse creando una condición insegura para el personal que interactúa con el equipo pudiendo causar accidentes por quemaduras
9	Sacar la turbina de servicio si las vibraciones son	9A	No saca el turbina de servicio	9A1	Falla TRIP eléctrico (solenoides) de la turbina TK2001	9A11	No actúa cuando se requiere	Sale turbina de servicio por altas vibraciones. La integridad de la máquina se ve afectada y puede haber pérdida total de alguno de sus componentes.

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSAS		EFEECTO DE FALLA
	mayores a 1,5 mil girando a 3600 rpm o menos, 1,0 mil girando entre 3601 rpm y 5000 rpm y 0,75 mil girando entre 5001 rpm y 10.000 rpm, si la velocidad del eje supera 7520 rpm.			9A2	Falla TRIP mecánico de la turbina TK2001	9A21	Falla componentes internos por desgaste	
						9A22	Falla lubricante	
				9A3	Falla válvula de cierre rápido de la turbina TK2001	9A31	No actúa cuando se requiere	
		9B	No saca la turbina de servicio cuando las revoluciones son superiores a 7520 rpm	9B1	Falla TRIP mecánico	9B11	Fractura seguidor TRIP mecánico	Falla catastrófica. Se afecta la integridad mecánica del turbina y la turbina por sobre velocidad representando un alto riesgo de explosión. Este sale por alta vibración en cojinetes.
		9C	Saca el turbina de servicio cuando las revoluciones son inferiores a 7520 rpm	9C1	Falla TRIP mecánico	9C11	Falla componentes internos por desgaste	Sale turbina de servicio por el envío de señal de corte errado.

FUNCION		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA		CAUSAS		EFECTO DE FALLA
		9D No saca el turbina de servicio cuando las vibraciones son mayores a 1,5 mil girando a 3600 rpm o menos, 1,0 mil girando entre 3601 rpm y 5000 rpm y 0,75 mil girando entre 5001 rpm y 10.000 rpm	9D1	Falla HVIS2001	9D11	Desajuste	Falla catastrófica. Se afecta la integridad mecánica del turbina y la turbina por sobre velocidad representando un alto riesgo de explosión. Este sale por alta vibración en cojinetes.
		9E Saca el turbina de servicio cuando las vibraciones no son mayores a 1,5 mil girando a 3600 rpm o menos, 1,0 mil girando entre 3601 rpm y 5000 rpm y 0,75 mil girando entre 5001 rpm y 10.000 rpm	9E1	Falla HVIS2001	9E11	Desajuste	Sale turbina de servicio por el envío de señal de corte errado.

FUNCION		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		CAUSAS		EFECTO DE FALLA
10	Activar una alarma si las vibraciones son mayores a 0,75 mils en la succión o descarga.	10A	No activa la alarma cuando las vibraciones son mayores a 3 mils	10A1	Falla VAH3-1	8A11	Desajuste	Hay desinformación y por el desconocimiento de la salida de servicio del compresor el proceso demora más en ser restablecido.
		10B	Activa la alarma cuando las vibraciones son menores a 3 mis	10B1	Falla VAH3-1	8B11	Desajuste	Hay desinformación y por el desconocimiento de la salida de servicio del compresor y se pueden tomar decisiones erradas.
11	Lucir de acuerdo a los estándares corporativos	11A	No luce aceptable	11A1	Componentes, tuberías y accesorios de la turbina TK2001 sucios	11A11	Falta de rutina de limpieza	Un equipo sucio exhibe una imagen inaceptable a los clientes y empleados, dificultan realizar de manera correcta la inspección y el mantenimiento de los mismos
				11A2	Pintura deteriorada en la turbina TK2001	11A21	Deterioro	La pintura se desprende y se ve desagradable antes de que las propiedades de protección a la corrosión se vean afectadas, esto exhibe una imagen desagradable

Anexo E. Hoja de decisión Sistema de lubricación

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S	S	S	O	O	O					
	1	2	3	4	5	4	1	2	3						
1A11	S	N	N	S	S							CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	1 mes	SICM
1A12	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Cambiar buffer PTFE de acople bomba P2003	Mantenimiento Mayor (5 años)	Sección Mecánica
1A13	S	N	N	S	N	N	N					NO	Rutina de inspección operativa de inspección de la presión de lubricación cada dos horas, la cual debe encontrarse en un rango entre 15-20 Psig.	2 horas	Procesos
1A14	S	N	N	S	S							CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	1 mes	Sección Mecánica
1A21	N				S							CONDICION	Realizar la medición de aislamiento de motor el cual debe estar alrededor de 4.4 Mega Ohmios. Contar con un motor de repuesto en condiciones adecuadas (Cumplir con las políticas de almacenamiento).	6 meses	Sección Eléctrica
1A22	S	N	N	N	S							CONDICION	Realizar Prueba Dinámica (Megueo, Calidad de Energía, Cond. Estática y Dinámica del Motor)	6 meses	Sección Eléctrica
1A23	S	N	N	N	S							CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	1 mes	Sección Mecánica

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE			TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S	S	S	O	O	O				
	1	2	3	1	2	3	1	2	3					
1A24	S	N	N	N	S						CONDICION			
1A25	S	N	N	N	N	N	N				NO EXISTE TAREA PROACTIVA	No hay un mantenimiento preventivo.	.....	.....
1A26	S	N	N	N	S						CONDICION	Realizar Análisis Termo gráfico	4 meses	Sección Eléctrica
1A27	S	N	N	N	N	N	N				NO	No hay un mantenimiento preventivo, Se debe tener repuesto de la acometida en condiciones adecuada.	.....	Sección Eléctrica
1A31	S	N	N	S	S						CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual). Encender manualmente la bomba.	1 mes	Sección Mecánica
1A32	S	N	N	S	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Cambiar buffer PTFE de acople bomba P2003	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
1A33	S	N	N	S	N	N	N				NO	Rutina de inspección operativa de inspección de la presión de lubricación cada dos horas, la cual debe encontrarse en un rango entre 15-18 Psig.	2 horas	Procesos
1A34	S	N	N	S	S						CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual). Encender manualmente la bomba.	1 mes	Sección Mecánica

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE			TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S	S	S	O	O	O				
	1	2	3	4	5	4								
1A41	S	N	N	N	N	N	N				NO	Este modo de fallo está asociado con error humano , por lo que se debe seguir programa de entrenamiento por competencias en la operación del compresor K-2001	1 Año	Procesos
1A42	S	N	N	N	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Verificar el funcionamiento de la válvula durante los mantenimientos mayores. Verificar estado de los componentes de las válvulas	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
1A51	S	N	N	S	N	N	N				NO	Este modo de fallo está asociado con error humano , por lo que se debe seguir programa de entrenamiento por competencias en la operación del compresor K-2001	1 Año	Procesos
1A61	S	N	N	S	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento válvulas de control (Inspección y limpieza de la válvula de control) .- Chequear Cuerpo de la Válvula. .- Inspeccionar Posicionador.	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR	
	H	S	E	O	S	S	S	O	O	O						
	1	2	3	1	2	3	1	2	3							
1A71	S	N	N	S	N	S	N						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Lista de chequeo en instalación de líneas y componentes	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
1B11	S	N	N	S	S								CONDICION	Realizar actividades de Seguimiento y Control de temperatura al aceite a la salida del Enfriador	2 horas	Procesos
1B12	S	N	N	S	S								CONDICION	Realizar actividades de Seguimiento y Control de temperatura al aceite a la salida del Enfriador	2 horas	Procesos
1B13	S	N	N	S	S								CONDICION	Realizar actividades de Seguimiento y Control de temperatura al aceite a la salida del Enfriador	2 horas	Procesos
1C11	S	N	N	S	N	S							REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento válvulas de control (Inspección y limpieza de la válvula de control). .- Chequear Cuerpo de la Válvula. .- Inspeccionar Posicionador.	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos
1C21	S	N	N	S	N	N	N	S					BUSQUEDA DE FALLAS	Lista de chequeo en instalación de líneas y componentes	.....	.....

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR	
	H	S	E	O	S	S	S	O	O	O						
	1	2	3	4	5	4										
1C31	S	N	N	S	S								CONDICION	Seguimiento al diferencial de presión de los filtros ( Planilla de reportes diarios )	2 horas	Procesos
1C41	S	N	N	S	N	S							REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento válvulas de control (Inspección y limpieza de la válvula de control). .- Chequear Cuerpo de la Válvula. .- Inspeccionar Posicionador.	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos
1C51	S	N	N	N	N	S							REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento válvulas de seguridad según "Reporte de inspección, mantenimiento y calibración en frío de válvulas de seguridad". -Prueba preliminar -Prueba final -Condición del componente -Acción correctiva -Observaciones generales	Mantenimiento Mayor	Banco de prueba

EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR		
H	S	E	O	S 1	S 2	S 3	O 1	O 2	O 3	H 4					H 5	S 4
1D11	S	N	N	N	N	S							REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento válvulas de seguridad según "Reporte de inspección, mantenimiento y calibración en frío de válvulas de seguridad". -Prueba preliminar -Prueba final -Condición del componente -Acción correctiva -Observaciones generales	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos
1E11	S	N	N	S	S								CONDICION	Realizar Análisis de Aceite y ejecutar cambio según condición.	1 mes	Sección Mecánica
1E12	S	N	N	S	S								CONDICION	Inspección visual según "checo list de intercambiadores de calor". -Tipo de inspección -Condición del equipo -Tipo de prueba -Observaciones generales	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
1E13	S	N	N	S	S	S	S						SUSTITUCION CICLICA	Cambio de sellos de vapor de la turbina TK2001. Medir tolerancia inicial de los sellos de vapor lado anterior y posterior. Registrar valores de tolerancia	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR		
	H	S	E	O	S	S	S	O	O	O	H 4					H 5	S 4
	1	2	3	1	2	3	1	2	3								
1F11	S	N	N	S	N	N	N						NO EXISTE TAREA PROACTIVA	se debe seguir programa de entrenamiento por competencias en la operación del compresor K-2001	1 Año	Sección Mecánica	
2A11	S	N	N	S	N	N	N	S					BUSQUEDA DE FALLAS	Limpieza de estas válvulas de agujas (desmontar líneas) procedimiento de "Flushing" al momento del arranque del equipo.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	
3A11	S	N	S		S								CONDICION	Rutinas de inspección visual externa y rutinas de tintas penetrantes en uniones soldadas en cada mantenimiento general	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	
3A12	S	N	S		S								CONDICION	Medición de espesores , rutina de inspección, limpieza y pintura adecuada cada parada mayor	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR		
	H	S	E	O	S	S	S	O	O	O	H					H	S
	1	2	3	4	5	4	1	2	3	4	5					4	
3A21	S	N	S		S								CONDICION	Rutinas de inspección visual externa y prueba hidrostática, hidroneumática o neumática a la tubería.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	
3A22	S	N	S		S								CONDICION	Rutinas de inspección visual externa y rutinas de ajuste a tornillos de las bridas.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	
3A23	S	N	S		S								CONDICION	Medición de espesores, rutina de inspección, limpieza, pintura adecuada cada parada mayor.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	
3A41	S	N	S		S								CONDICION	Medición de espesores, rutina de inspección, limpieza, pintura adecuada cada parada mayor.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	
4A11	S	N	N	S	N	N	S						SUSTITUCION CICLICA	Revisión diaria de la presión antes del filtro para validar que no tenga un incremento mayor a 15 psi con relación al estado inicial de operación, análisis de aceite para verificar partículas, cambio del filtro.	1 Año	Procesos	
4A12	S	N	N	S	N	N	S						SUSTITUCION CICLICA		1 Año	Procesos	

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR		
	H	S	E	O	S 1	S 2	S 3	O 1	O 2	O 3	H 4					H 5	S 4
					N 1	N 2	N 3										
5A11	N				N	N	N	S					BUSQUEDA DE FALLAS	Realizar procedimiento de prueba a switch PS-3	1 Año	Procesos	
6A11	N				N	N	N	S					BUSQUEDA DE FALLAS	Realizar procedimiento de prueba a switch PS-4	1 Año	Procesos	
7A11	N				N	N	N	S					BUSQUEDA DE FALLAS	Realizar procedimiento de prueba a switch PS-4	1 Año	Procesos	
8A11	N				N	N	N	S					BUSQUEDA DE FALLAS	Realizar procedimiento de prueba a switch PS-4	1 Año	Procesos	

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S	S	S	O	O	O					
	1	2	3	4	5	4									
9A11	N				N	N	N	S				BUSQUEDA DE FALLAS	Realizar procedimiento de prueba a válvula de seguridad PV-1 o PV-2	1 Año	Procesos
9B11	S	N	N	N	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento válvulas de seguridad.	Mantenimiento Mayor	Banco de prueba
10A11	N				N	N	N	S				BUSQUEDA DE FALLAS	Realizar procedimiento de prueba a switch PS-1 de arranque sistema auxiliar	1 Año	Procesos
10A21	N				S							CONDICION	Realizar la medición de aislamiento de motor el cual debe estar alrededor de 4.4 Mega Ohmios. Contar con un motor de repuesto en condiciones adecuadas (Cumplir con las políticas de almacenamiento).	6 meses	Sección Eléctrica
10A22	S	N	N	N	S							CONDICION	Realizar Prueba Dinámica (Megueo, Calidad de Energía, Cond. Estática y Dinámica del Motor)	6 meses	Sección Eléctrica

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR		
	H	S	E	O	S	S	S	O	O	O	H					H	S
	1	2	3	4	5	4	1	2	3	4	5					4	
10A2 3	S	N	N	N	S								CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	1 mes	Sección Mecánica	
10A2 4	S	N	N	N	S								CONDICION				
10A2 5	S	N	N	N	N	N	N						NO EXISTE TAREA PROACTIVA	No hay un mantenimiento preventivo.	.....	.....	
10A2 6	S	N	N	N	S								CONDICION	Realizar Análisis Termo gráfico	4 meses	Sección Eléctrica	
10A2 7	S	N	N	N	N	N	N						NO	No hay un mantenimiento preventivo, Se debe tener repuesto de la acometida en condiciones adecuada.	.....	Sección Eléctrica	
10A3 1	S	N	N	S	S								CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual). Encender manualmente la bomba.	1 mes	Sección Mecánica	
10A3 2	S	N	N	S	N	S							REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Cambiar buffer PTFE de acople bomba P2003	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	
10A3 3	S	N	N	S	N	N	N						NO	Rutina de inspección operativa de inspección de la presión de lubricación cada dos horas, la cual debe encontrarse en un rango entre 15-18 Psig.	2 horas	Procesos	

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR	
	H	S	E	O	S	S	S	O	O	O	S					
	1	2	3	4	5	4	1	2	3	4						
10A34	S	N	N	S	S								CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual). Encender manualmente la bomba.	1 mes	Sección Mecánica
10A41	N				N	N	N						NO	Este modo de fallo está asociado con error humano , por lo que se debe seguir programa de entrenamiento por competencias en la operación del compresor K-2003	1 Año	Procesos
10B11	S	N	N	N	N	S							REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento válvulas de control (Inspección y limpieza de la válvula de control) .- Chequear Cuerpo de la Válvula. .- Inspeccionar Posicionador.	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos
10AC11	N				N	N	N	S					BUSQUEDA DE FALLAS	Realizar procedimiento de prueba a switche PS-1 de arranque sistema auxiliar	1 Año	Procesos

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S	S	S	H 4	H 5	S 4					
					1	2	3								
					O 1	O 2	O 3								
11A1 1	N				N	N	N	S				BUSQUEDA DE FALLAS	Realizar prueba de verificación de válvulas by pass	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
12A1 1	N				N	N	N	S				BUSQUEDA DE FALLAS	Realizar procedimiento de prueba a indicador de Presión PSH2001	1 Año	Procesos
13A1 1	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Inspección de empaques, mirillas y tuberías	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
14A1 1	N				N	N	N	S				BUSQUEDA DE FALLAS	Realizar procedimiento de prueba a switch de corte por baja presión PSLL2005	1 Año	Procesos
14B1 1	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Realizar limpieza interna del cofre, reapretar tornillería, verificar la correcta operación mecánica de los pulsadores, realizar organización de cables, prueba a pilotos de señalización, verificar el buen estado de fijación en la estructura y acometida de la caja; dejar el equipo en condiciones de operación.	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos
14C1 1	N				N	N	N	S				BUSQUEDA DE FALLAS	Realizar procedimiento de prueba a switch de corte por baja presión PSLL2005	1 Año	Procesos

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR		
	H	S	E	O	S 1	S 2	S 3	O 1	O 2	O 3	H 4					H 5	S 4
	N				N 1	N 2	N 3										
15A1 1	N				N	N	N	S					BUSQUEDA DE FALLAS	Realizar procedimiento de prueba a circuito de alarma de baja presión PSL2002 en el sistema de lubricación.	1 Año	Procesos	
15B1 1	S	N	N	N	N	S							REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Realizar limpieza interna del cofre, reapretar tornillería, verificar la correcta operación mecánica de los pulsadores, realizar organización de cables, prueba a pilotos de señalización, verificar el buen estado de fijación en la estructura y acometida de la caja; dejar el equipo en condiciones de operación.	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos	
16A1 1	N				N	N	S						SUSTITUCION CICLICA	Cambio de válvula de drenado Tanque T2001	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	
17A1 1	S	N	N	N	N	S							REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Realizar proceso de limpieza apropiada para componentes según "Instructivo de mantenimiento general compresor K2001	Mantenimiento Mayor	Procesos	
17A2 1	S	N	N	N	N	S							REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Realizar proceso de pintura técnica apropiada para componentes según "Instructivo de mantenimiento general compresor K2001	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	

Anexo F. Hoja de decisión del compresor

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H1	H2	H3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3					
	N1	N2	N3	H4	H5	S4									
1A11												.....	.....	.....	.....
1A21												.....	.....	.....	.....
1A31	S	N	N	S	S							CONDICION	Inspección diaria de parámetros del diferencial de presión (1.8 inH2O para la primera etapa y 2.6 o 1,5 inH2O para la segunda etapa) - 1ra. Alarma activa: Se debe programar cambio Set de Filtros a un horizonte máximo de una semana. - 2da alarma activa: Se debe tomar acciones correctivas inmediatas para evitar problemas operativos en el compresor (bombeo, pérdida de eficiencia, etc...). Se debe cambiar inmediatamente los filtros si se llega a este valor.	diario	Procesos
1A41	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento y limpieza de rotor : -Limpiar rotor con Dry Ice Blasting -Realizar NDT al rotor -Limpiar el rotor de las tintas penetrantes -Verificar rectitud en el torno -Calibrar zona de área de cojinetes -Alinear	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H1	H2	H3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3					
	N1	N2	N3	H4	H5	S4									
1A42	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento y limpieza de carcasa: -Limpiar carcasa con Dry Ice Blasting -Verificar tolerancias entre álabes internos -Calibrar zona de área de cojinetes -Pulir superficie de contacto de las tapas	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
1A43	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Verificación de tolerancias y ejecutar cambio según condición.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
1A44	S	N	N	S	S							CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	Permanente	Procesos
1A45	S	N	N	S	S							CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	Permanente	Procesos
1A46	S	N	N	S	S							CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	Permanente	Procesos
1A51	S	N	N	S	S							CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	Permanente	Procesos

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H1	H2	H3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3					
	N1	N2	N3	H4	H5	S4									
1A61	S	N	N	S	S							CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	Permanente	Procesos
1A62	S	N	N	S	S							CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	Permanente	Procesos
1B11												.....	.....	.....	.....
1B21	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento válvulas de control (Inspección y limpieza de la válvula de control). .- Chequear Cuerpo de la Válvula. .- Inspeccionar Posicionador.	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos
1B31	S	N	N	N	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Verificación de tolerancias y ejecutar cambio según condición.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
1B41	S	N	N	N	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Limpieza interna del compresión del compresor K2001	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H1	H2	H3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR				
	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3									
	N1	N2	N3	H4	H5	S4													
1C11	S	N	N	S	S							CONDICION	Inspección diaria de parámetros del diferencial de presión (1.8 inH2O para la primera etapa y 2.6 o 1,5 inH2O para la segunda etapa) - 1ra. Alarma activa: Se debe programar cambio Set de Filtros a un horizonte máximo de una semana. - 2da alarma activa: Se debe tomar acciones correctivas inmediatas para evitar problemas operativos en el compresor (bombeo, pérdida de eficiencia, etc...). Se debe cambiar inmediatamente los filtros si se llega a este valor.	diario	Procesos				
1C12	S	N	N	S	S							CONDICION	Rutinas de inspección visual externa						
1C13	S	N	N	S	N	S						CONDICION	Mantenimiento válvulas de control (Inspección y limpieza de la válvula de control). .- Chequear Cuerpo de la Válvula.						
2A11	S	N	N	S	N	N	S					SUSTITUCION CICLICA	Se recomienda una sustitución de los pernos.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica				
2A12	S	N	N	S	N	N	N					NO	.....	..... ...	.....				

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H1	H2	H3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3					
	N1	N2	N3	H4	H5	S4									
2A21	S	N	N	S	S							CONDICION	Rutinas de inspección visual externa y prueba hidrostática, hidroneumática o neumática a la tubería la cual se registra en el documento "Acta de prueba de equipo"	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
2A22	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Rutinas de inspección visual externa y rutinas de ajuste a tornillos de las bridas.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
2A23	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Medición de espesores , rutina de inspección, limpieza y pintura adecuada cada parada mayor	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
2A31	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Ajuste de conexión de Instrumentos en parada general (Durante el desmontaje y montaje de instrumentos en las intervenciones mayores al compresor o en cambio de instrumentos se debe dejar en óptimas condiciones de sellado en las roscas).	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos
3A11	S	N	S		N	N	S					SUSTITUCION CICLICA	Se recomienda una sustitución cada 5 años	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
3A12	S	N	S		N	N	N					NO	.....	..... ...	.....
3A21	S	N	S		N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Ajuste de conexión de Instrumentos en parada general (Durante el desmontaje y montaje de instrumentos en las intervenciones mayores al compresor o en cambio de instrumentos se debe dejar en óptimas condiciones de sellado en las roscas).	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos
4A11	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Rutinas de inspección visual externa y rutinas de ajuste a tornillos de las bridas.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
4A12	S	N	N	S	S							CONDICION	Rutinas de inspección visual externa y prueba hidrostática, hidroneumática o neumática a la tubería la cual se registra en el documento "Acta de prueba de equipo"	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H1	H2	H3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3					
	N1	N2	N3	H4	H5	S4									
4A13	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Medición de espesores , rutina de inspección, limpieza y pintura adecuada cada parada mayor	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
4A21	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento y limpieza: -Limpieza con Dry Ice Blasting -Realizar NDT al tambor de balance	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
4A22	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	-Limpieza de las tintas penetrantes NDT -Verificar tolerancias	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
4A23	S	N	N	S	N	N	N					NO	.....	.....	.....
5A11	N				N	N	N	S				BUSQUEDA DE FALLA	Realizar procedimiento de prueba a sistema de vibraciones.	1 Año	Procesos
5A12	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento sistema de monitoreo de vibraciones.	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos
5A13	S	N	N	N	N	N	N					NO	No hay un mantenimiento preventivo.	.....	.....
5A14	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento sistema de monitoreo de vibraciones.	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos
5A15	S	N	N	N	S							CONDICION	Realizar análisis termo gráfico	4 meses	Sección Eléctrica

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H1	H2	H3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR				
	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3									
	N1	N2	N3	H4	H5	S4													
5A16	S	N	N	N	N	N	N					NO	No hay un mantenimiento preventivo, Se debe tener repuesto de la acometida en condiciones adecuada.	.....	Sección Eléctrica				
6A11					N	N	N	S				BUSQUEDA DE FALLA	Realizar procedimiento de prueba a HVIS2001	1 Año	Procesos				
6B11	S	N	N	S	N	N	N					NO	.....	.....	.....				
7A11					N	N	N	S				BUSQUEDA DE FALLA	Realizar procedimiento de prueba a transmisor indicador de temperatura en cojinetes	1 Año	Procesos				
7B11	S	N	N	S	N	N	N					NO	Revisión cada dos horas de los valores registrados en el medidor de temperatura	2 horas	Procesos				
8A11					N	N	N	S				BUSQUEDA DE FALLA	Realizar procedimiento de prueba a VAH3-1	1 Año	Procesos				

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S 1	S 2	S 3	H 4	H5	S 4					
					O 1	O 2	O 3								
					N 1	N 2	N 3								
8B11	S	N	N	S	N	N	N				NO	.....	..... .....	.....	
9A11	S	N	N	N	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Realizar proceso de limpieza apropiada para componentes.	Mantenimiento Mayor	Procesos	
9A21	S	N	N	N	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Realizar proceso de pintura técnica apropiada para componentes.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	

Anexo G. Hoja de decisión de la turbina

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H1	H2	H3	ACCIÓN A FALTA DE			TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S1	S2	S3	O1	O2	O3				
	N1	N2	N3	H4	H5	S4								
1A11											.....	.....	.....	.....
1A21											.....	.....	.....	.....
1A31	S	N	N	S	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Limpieza de componentes, pintura externa, cambio de línea de drenaje de vapor de la válvula, cambio de filtro de válvula solenoide.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
1A32	S	N	N	S	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO		Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
1A33	S	N	N	S	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Realizar proceso de limpieza apropiada para componentes, pintura externa, asentamiento de asiento de válvula con pasta de esmeril, cambio de filtro de válvula solenoide.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
1A34	S	N	N	S	N	N	N				NO	.....	.....	.....
1A35	S	N	N	S	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Realizar proceso de limpieza apropiada para componentes, pintura externa, mantenimiento.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
1A36	S	N	N	S	N	N	S				SUSTITUCION CICLICA	Cambio de filtro válvula solenoide del sistema de gobierno de la turbina TK2001	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
1A37	S	N	N	S	S						CONDICION	Inspección nivel de aceite	1 mes	Sección Mecánica

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S 1	S 2	S 3	H 4	H 5	S 4					
					O 1	O 2	O 3								
					N 1	N 2	N 3								
1A41	S	N	N	S	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento y limpieza de rotor : -Limpiar rotor con Dry Ice Blasting -Realizar NDT al rotor -Limpiar el rotor de las tintas penetrantes -Verificar rectitud en el torno -Calibrar zona de área de cojinetes -Alinear	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	
1A42	S	N	N	S	N	S				REACONDICIONAMIENTO CICLICO					
1A43	S	N	N	S	S						CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	1 mes	Sección Mecánica	
1A44	S	N	N	S	S						CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	1 mes	Sección Mecánica	
1A45	S	N	N	S	S						CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	1 mes	Sección Mecánica	
1A51	S	N	N	S	S						CONDICION	Realizar Análisis de Vibraciones (Según programa de vibración actual)	1 mes	Sección Mecánica	

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H	H	H	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
					1	2	3								
	S	S	S	O	O	O									
	1	2	3	1	2	3									
H	S	E	O	N	N	N	H	H	S	TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR		
1	2	3	4	5	4	4	5	4	4	4	4	4	4		
1B11	S	N	N	S	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO		Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	
1B12	S	N	N	S	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Limpieza de componentes, pintura externa, cambio de línea de drenaje de vapor de la válvula, cambio de filtro de válvula solenoide.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	
1C11	S	N	N	S	N	N	N				NO	.....	.....	.....	
1C12	S	N	N	S	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Realizar proceso de limpieza apropiada para componentes, pintura externa, mantenimiento.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	
1C13	S	N	N	S	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento gobernador: -Realizar limpieza externa -Cambio de retenedor de aceite -Cambiar carga de aceite	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica	
2A11	S	N	S		N	N	S				SUSTITUCION CICLICA	Se recomienda una sustitución de los pernos.	30 años	Sección Mecánica	
2A12	S	N	N	S	N	N	N				NO	.....	.....	.....	
2A13	S	N	N	S	N	N	N				NO	.....	.....	.....	

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H	H	H	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR	
					1	2	3									
	S	S	S	O	O	O										
	1	2	3	1	2	3										
H	S	E	O	N	N	N	H	H	S	4	5	4				
2A21	S	N	N	S	N	N	S						SUSTITUCION CICLICA	Cambio de sellos de vapor de la turbina TK2001 según "Instructivo de mantenimiento general turbina K2001" - Medir tolerancia inicial de sellos de vapor lado anterior y posterior. - Registrar valores de tolerancia	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
2A31	S	N	N	S	N	N	N						NO	.....	.....	.....
2A41	S	N	N	S	N	S							REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Realizar proceso de limpieza apropiada para componentes, pintura externa, cambio de línea de drenaje de vapor de la válvula, cambio de filtro de válvula solenoide.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
2A51	S	N	N	S	N	N	N						NO	.....	.....	.....
3A11	S	N	S		N	N	N						NO	.....	.....	.....
3A21	S	N	S		N	S							REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Ajuste de conexión de Instrumentos en parada general (Durante el desmontaje y montaje de instrumentos en las intervenciones mayores al turbina o en cambio de instrumentos se debe dejar en óptimas condiciones de sellado en las roscas).	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos
4A11	S	N	N	S	N	S							REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Rutinas de inspección visual externa y rutinas de ajuste a tornillos de las bridas.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
4A12	S	N	N	S	S								CONDICION	Rutinas de inspección visual externa y prueba hidrostática, hidroneumática o neumática a la tubería la cual se registra en el documento "Acta de prueba de equipo"	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S 1	S 2	S 3	H 4	H 5	S 4					
					O 1	O 2	O 3								
	N 1	N 2	N 3	N 4	N 5	N 6	N 7	N 8	N 9	N 10					
4A13	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Medición de espesores , rutina de inspección, limpieza y pintura adecuada cada parada mayor según "Check list y reporte de inspección de tanques de almacenamiento"	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
4A21	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento y limpieza: -Limpieza con Dry Ice Blasting -Realizar NDT al tambor de balance -Limpieza de las tintas penetrantes NDT -Verificar tolerancias	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
4A22	S	N	N	S	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO				
4A23	S	N	N	S	N	N	N					NO	.....	.....	.....
4A31	S	N	N	S	N	N	S					SUSTITUCION CICLICA	Cambio de sellos de vapor de la turbina TK2001 según "Instructivo de mantenimiento general turbina K2001" - Medir tolerancia inicial de sellos de vapor lado anterior y posterior. - Registrar valores de tolerancia	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
5A11	N				N	N	N	S				BUSQUEDA DE FALLA	Realizar procedimiento de prueba a válvulas de drenaje de la turbina TK2001	1 Año	Procesos
6A11	N				N	N	N	S				BUSQUEDA DE FALLA	Realizar procedimiento de prueba a sistema de vibraciones de la turbina TK2001	1 Año	Procesos

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE			TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S 1	S 2	S 3	H 4	H 5	S 4				
	N	N	N	S	O 1	O 2	O 3							
					N 1	N 2	N 3							
6A12	S	N	N	S	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento sistema de monitoreo de vibraciones según "Instructivo de mantenimiento general turbina K2001"	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos
6A13	S	N	N	N	N	N	N				NO	No hay un mantenimiento preventivo.	.....	.....
6A14	S	N	N	S	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento sistema de monitoreo de vibraciones según "Instructivo de mantenimiento general turbina K2001"	Mantenimiento Mayor	Sección Instrumentos
6A15	S	N	N	N	S						CONDICION	Realizar análisis termo gráfico	4 meses	Sección Eléctrica
6A16	S	N	N	N	N	N	N				NO	No hay un mantenimiento preventivo, Se debe tener repuesto de la acometida en condiciones adecuada.	.....	Sección Eléctrica
7A11	N				N	N	N				NO	Seguir programa de entrenamiento por competencias.	1 Año	Procesos
8A11	S	S	N	N	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Realizar proceso de pintura técnica apropiada para componentes	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
8A21	S	S	N	N	S						CONDICION	Inspección visual y cambio de aislamiento en la tubería de la turbina TK2001 según condición	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H	H	H	ACCIÓN A FALTA DE				TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
					1	2	3								
	S	S	S	H	H	S									
	1	2	3												
H	S	E	O	O	O	N	N	N	H	H	S				
				1	2	3	4	5	4						
9A11	N				N	N	N	S				BUSQUEDA DE FALLA	Realizar procedimiento de prueba a TRIP eléctrico (solenoides) de la turbina TK2001	1 Año	Procesos
9A21	N				N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento, ajuste y calibración de TRIP mecánico (limpieza, lubricación y cambio de componentes según condición)	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
9A22	N				S							CONDICION	Realizar Análisis de Aceite y ejecutar cambio según condición.	1 mes	Sección Mecánica
9A31	N				N	N	N	S				BUSQUEDA DE FALLA	Realizar proceso de limpieza apropiada para componentes, pintura externa, cambio de línea de drenaje de vapor de la válvula, cambio de filtro de válvula solenoide.	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica
9B11	N				N	N	N	S				BUSQUEDA DE FALLA	Realizar procedimiento de prueba a TRIP mecánico	1 Año	Procesos
9C11	S	N	N	S	N	S						REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Mantenimiento, ajuste y calibración de TRIP mecánico (limpieza, lubricación y cambio de componentes según condición)	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE			TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR			
	H	S	E	O	S 1	S 2	S 3	H 4	H 5	S 4							
					O 1	O 2	O 3										
					N 1	N 2	N 3										
9D11	N				N	N	N	S						BUSQUEDA DE FALLA	Realizar procedimiento de prueba a HVIS301	1 Año	Procesos

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE			TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S 1	S 2	S 3	H 4	H 5	S 4				
					O 1	O 2	O 3							
					N 1	N 2	N 3							
9E11	S	N	N	S	N	N	N				NO	.....	.....	.....
8A11	N				N	N	N	S			BUSQUEDA DE FALLA	Realizar procedimiento de prueba a VAH3-1	1 Año	Procesos

	EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS				H 1	H 2	H 3	ACCIÓN A FALTA DE			TAREA	TAREA PROPUESTA	INTERVALO INICIAL	A REALIZARSE POR
	H	S	E	O	S 1	S 2	S 3	H 4	H 5	S 4				
					O 1	O 2	O 3							
N 1	N 2	N 3	N 4	N 5	N 6	N 7	N 8	N 9	N 10					
8B11	S	N	N	S	N	N	N				NO	.....	..... ....	.....
11A11	N	N	N	N	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Realizar proceso de limpieza apropiada para componentes según "Instructivo de mantenimiento general turbina K2001"	Mantenimiento Mayor	Procesos
11A21	N	N	N	N	N	S					REACONDICIONAMIENTO CICLICO	Realizar proceso de pintura técnica apropiada para componentes según "Instructivo de mantenimiento general turbina K2001"	Mantenimiento Mayor	Sección Mecánica

Anexo H. Descripción de los mecanismos de daño

<b>DAMAGE</b>	<b>Description of Damage</b>
<b>THINNING</b>	Thinning includes general corrosion, localized corrosion, pitting, and other mechanisms that cause loss of material from internal or external surfaces.
<b>CAUSTIC CRACKING</b>	Caustic cracking is defined as cracking of a metal under the combined action of tensile stress and corrosion in the presence of sodium hydroxide (NaOH) at elevated temperature. The cracking is predominantly intergranular in nature, and typically occurs as a network of fine cracks in carbon steels. Low alloy ferritic steels have similar cracking susceptibility.
<b>AMINE CRACKING</b>	Amine cracking is defined as cracking of a metal under the combined action of tensile stress and corrosion in the presence of an aqueous alkanolamine solution at elevated temperature. The cracking is predominately intergranular in nature, and typically occurs in carbon steels as a network of very fine, corrosion product filled cracks. Low alloy ferritic steels are also susceptible to amine cracking. Amine cracking is typically observed in amine treating units which use aqueous alkanolamine solutions for removal of acid gases such as H <sub>2</sub> S and CO <sub>2</sub> from various gas or liquid hydrocarbon streams.
<b>SULFIDE STRESS</b>	Sulfide stress cracking is defined as cracking of a metal under the combined action of tensile stress and corrosion in the presence of water and hydrogen sulfide. SSC is a form of hydrogen stress cracking resulting from absorption of atomic hydrogen that is produced by the sulfide corrosion process on the metal surface.
<b>HYDROGEN-INDUCED CRACKING</b>	Hydrogen-induced cracking is defined as stepwise internal cracks that connect adjacent hydrogen blisters on different planes in the metal, or to the metal surface. An externally applied stress is not required for

	<p>the formation of HIC. The driving force for the cracking is high stresses at the circumference of the hydrogen blisters caused by buildup of internal pressure in the blisters. Interactions between these high stress fields tend to cause cracks to develop that link blisters on different planes in the steel.</p>
<b>CARBONATE CRACKING</b>	<p>Carbonate cracking is a common term applied to cracking of a metal under the combined action of tensile stress and corrosion in the presence of an alkaline sour water containing moderate to high concentrations of carbonate (CO<sub>3</sub>). The cracking is predominantly intergranular in nature, and typically occurs in as-welded carbon steel fabrications as a network of very fine, oxide-filled cracks. Carbonate cracking typically propagates parallel to the weld in adjacent base metal, but can also occur in the weld deposit or heat-affected zones.</p>
<b>POLYTHIONIC ACID</b>	<p>Polythionic acid (PTA) and sulfurous acid are major considerations in the petroleum-refining industry, particularly in catalytic cracking, desulfurizer, hydrocracker and catalytic reforming processes. These complex acids typically form in sulfide containing deposits during shutdown (or ambient) conditions when the component is exposed to air and moisture. The acid environment, combined with susceptible materials of construction in the sensitized or as-welded condition, results in rapid intergranular corrosion and cracking.</p>
<b>CHLORIDE STRESS CORROSION</b>	<p>Chloride stress corrosion cracking (CLSCC) of austenitic stainless steels can occur in a chloride containing aqueous environment. The susceptibility to CLSCC is dependent on the concentration of the chloride ions, the temperature, and other factors outlined in the basic data Table 13.1. It should be emphasized that the chloride concentration in water within wetting and drying conditions can be</p>

	higher than the concentration measured in the bulk solution due to partial water vaporization. Such vaporization can increase CLSCC susceptibility. CLSCC is more likely to occur at metal temperatures above 66°C [150°F].
<b>HYDROGEN STRESS CRACKING</b>	Hydrogen stress cracking is defined as cracking of a metal under the combined action of tensile stress and a corrosion mechanism that produces hydrogen which may diffuse into the metal. HSC may result from exposure to hydrogen sulfide, or from exposure to hydrofluoric acid (HF). HSC-HF occurs in highstrength (high hardness) steels or in hard weld deposits or hard heat-affected zones (HAZs) of lower-strength steels. In addition, HSC-HF may occur in stressed Alloy 400 if oxygen or other oxidizers are present in the HF.
<b>HYDROGEN-INDUCED CRACKING</b>	Hydrogen-induced cracking is defined as stepwise internal cracks that connect adjacent hydrogen blisters on different planes in the metal, or to the metal surface. No externally applied stress is needed for the formation of HIC. The driving force for the cracking is high stress at the circumference of the hydrogen blisters caused by buildup of internal pressure in the blisters. Interaction between these high stress fields tends to cause cracks to develop that link blisters on different planes in the steel.
<b>CORROSION UNDER INSULATION</b>	Corrosion Under Insulation (CUI) results from the collection of water in the vapor space (or annulus space) between the insulation and the metal surface. Sources of water may include rain, water leaks, condensation, cooling water tower drift, deluge systems, and steam tracing leaks. CUI causes wall loss in the form of localized corrosion. CUI generally occurs in the temperature range between -12°C and 177°C [10°F and 350°F], with the temperature range of 49°C to 93°C [120°F to 200°F] being the most severe environment.

<b>CLSCC</b>	Uninsulated austenitic stainless steel components located in process plants may be subject to external CLSCC, see paragraph 13.0, as a result chloride accumulation resulting from local atmospheric conditions that include chlorides.
<b>CUI CLSCC</b>	Insulation can be a source of chlorides and/or cause the retention of water and chloride concentrating under the insulation. CUI CLSCC can be caused by the spray from sea water and cooling water towers carried by the prevailing winds. The spray soaks the insulation over the austenitic stainless steel components, the chloride concentrates by evaporation, and cracking occurs in the areas with residual stresses (e.g. weld and bends). Other cases of cracking under insulation have resulted from water dripping on insulated pipe and leaching chlorides from insulation.
<b>HTHA</b>	High Temperature Hydrogen Attack (HTHA) occurs in carbon and low alloy steels exposed to a high partial pressure of hydrogen at elevated temperatures. It is the result of atomic hydrogen diffusing through the steel and reacting with carbides in the microstructure.
<b>GRAPHITIZATION</b>	Graphitization is a change in the microstructure of certain carbon steels and 0.5Mo steels after long-term operation in the 800oF to 1100oF (427oC to 593oC) range that may cause a loss in strength, ductility, and/or creep resistance.
<b>SPHEROIDIZATION</b>	Spheroidization is a change in the microstructure of steels after exposure in the 850oF to 1400oF (440oC to 760oC) range, where the carbide phases in carbon steels are unstable and may agglomerate from their normal plate-like form to a spheroidal form, or from small, finely dispersed carbides in low alloy steels like 1Cr-0.5Mo to large agglomerated carbides. Spheroidization may cause a loss in strength and/or creep resistance.
<b>TEMPER EMBRITTLEMENT</b>	Temper embrittlement is the reduction in toughness due to a metallurgical change that can occur in some low alloy steels as a

	<p>result of long term exposure in the temperature range of about 650oF to 1100oF (343oC to 593oC) . This change causes an upward shift in the ductile-to-brittle transition temperature as measured by Charpy impact testing. Although the loss of toughness is not evident at operating temperature, equipment that is temper embrittled may be susceptible to brittle fracture during start-up and shutdown.</p>
<b>STRAIN AGING</b>	<p>Strain aging is a form of damage found mostly in older vintage carbon steels and C-0.5 Mo low alloy steels under the combined effects of deformation and aging at an intermediate temperature. This results in an increase in hardness and strength with a reduction in ductility and toughness.</p>
<b>475° EMBRITTLEMENT</b>	<p>885°F (475°C) embrittlement is a loss in toughness due to a metallurgical change that can occur in alloys containing a ferrite phase, as a result of exposure in the temperature range 600oF to 1000oF (316oC to 540oC).</p>
<b>SIGMA PHASE</b>	<p>Formation of a metallurgical phase known as sigma phase can result in a loss of fracture toughness in some stainless steels as a result of high temperature exposure.</p>
<b>BRITTLE FRACTURE</b>	<p>Brittle fracture is the sudden rapid fracture under stress (residual or applied) where the material exhibits little or no evidence of ductility or plastic deformation.</p>
<b>CREEP</b>	<p>At high temperatures, metal components can slowly and continuously deform under load below the yield stress. This time dependent deformation of stressed components is known as creep.</p>
<b>THERMAL FATIGUES</b>	<p>Thermal fatigue is the result of cyclic stresses caused by variations in temperature. Damage is in the form of cracking that may occur anywhere in a metallic component where relative movement or differential expansion is constrained, particularly under repeated thermal cycling.</p>

<b>STRESS RUPTURE</b>	Permanent deformation occurring at relatively low stress levels as a result of localized overheating. This usually results in bulging and eventually failure by stress rupture.
<b>DNB</b>	The operation of steam generating equipment is a balance between the heat flow from the combustion of the fuel and the generation of steam within the waterwall or generating tube. The flow of heat energy through the wall of the tube results in the formation of discrete steam bubbles (nucleate boiling) on the ID surface. The moving fluid sweeps the bubbles away. When the heat flow balance is disturbed, individual bubbles join to form a steam blanket, a condition known as Departure From Nucleate Boiling (DNB). Once a steam blanket forms, tube rupture can occur rapidly, as a result of short term overheating, usually within a few minutes.
<b>CRACKING DISSIMILAR METAL WELDS</b>	Cracking of dissimilar metal welds occurs in the ferritic (carbon steel or low alloy steel) side of a weld between an austenitic (300 Series SS) and a ferritic material operating at high temperature.
<b>THERMAL FATIGUES CRACKING</b>	A form of thermal fatigue cracking – thermal shock – can occur when high and non-uniform thermal stresses develop over a relatively short time in a piece of equipment due to differential expansion or contraction. If the thermal expansion/contraction is restrained, stresses above the yield strength of the material can result. Thermal shock usually occurs when a colder liquid contacts a warmer metal surface.
<b>EROSION</b>	Erosion is the accelerated mechanical removal of surface material as a result of relative movement between, or impact from solids, liquids, vapor or any combination thereof. Erosion-corrosion is a description for the damage that occurs when corrosion contributes to erosion by removing protective films or scales, or by exposing the metal surface to further corrosion under the combined action of erosion and corrosion.

<b>CAVITATION</b>	<p>a) Cavitation is a form of erosion caused by the formation and instantaneous collapse of innumerable tiny vapor bubbles.</p> <p>b) The collapsing bubbles exert severe localized impact forces that can result in metal loss referred to as cavitation damage. c) The bubbles may contain the vapor phase of the liquid, air or other gas entrained in the liquid medium.</p>
<b>MECHANICAL FATIGUE</b>	<p>a) Fatigue cracking is a mechanical form of degradation that occurs when a component is exposed to cyclical stresses for an extended period, often resulting in sudden, unexpected failure. b) These stresses can arise from either mechanical loading or thermal cycling and are typically well below the yield strength of the material.</p>
<b>VIBRATION INDUCED-FATIGUE</b>	<p>A form of mechanical fatigue in which cracks are produced as the result of dynamic loading due to vibration, water hammer, or unstable fluid flow.</p>
<b>REFRACTORY DEGRADATION</b>	<p>Refractory Degradation Both thermal insulating and erosion resistant refractories are susceptible to various forms of mechanical damage (cracking, spalling and erosion) as well as corrosion due to oxidation, sulfidation and other high temperature mechanisms.</p>
<b>REHEAT CRACKING</b>	<p>Reheat Cracking Cracking of a metal due to stress relaxation during Post Weld Heat Treatment (PWHT) or in service at elevated temperatures. It is most often observed in heavy wall sections.</p>
<b>GALVANIC CORROSION</b>	<p>Galvanic Corrosion A form of corrosion that can occur at the junction of dissimilar metals when they are joined together in a suitable electrolyte, such as a moist or aqueous environment, or soils containing moisture.</p>
<b>ATMOSPHERIC CORROSION</b>	<p>Atmospheric Corrosion A form of corrosion that occurs from moisture associated with atmospheric conditions. Marine environments and moist polluted industrial environments with airborne contaminants are most severe. Dry rural environments cause very little corrosion.</p>

<b>COOLING WATER CORROSION</b>	Cooling Water Corrosion General or localized corrosion of carbon steels and other metals caused by dissolved salts, gases, organic compounds or microbiological activity.
<b>BOILER WATER CONDENSE CORROSION</b>	Boiler Water Condensate Corrosion General corrosion and pitting in the boiler system and condensate return piping.
<b>CO2 CORROSION</b>	CO2 Corrosion Carbon dioxide (CO2) corrosion results when CO2 dissolves in water to form carbonic acid (H2CO3). The acid may lower the pH and sufficient quantities may promote general corrosion and/or pitting corrosion of carbon steel.
<b>FLUE-GAS DEW-POINT CORROSION</b>	Flue-Gas Dew-Point Corrosion a) Sulfur and chlorine species in fuel will form sulfur dioxide, sulfur trioxide and hydrogen chloride within the combustion products. At low enough temperatures, these gases and the water vapor in the flue gas will condense to form sulfurous acid, sulfuric acid and hydrochloric acid which can lead to severe corrosion.
<b>MIC</b>	Microbiologically Induced Corrosion (MIC) A form of corrosion caused by living organisms such as bacteria, algae or fungi. It is often associated with the presence of tubercles or slimy organic substances.
<b>SOIL CORROSION</b>	The deterioration of metals exposed to soils is referred to as soil corrosion.
<b>CAUSTIC CORROSION</b>	Caustic Corrosion Localized corrosion due to the concentration of caustic or alkaline salts that usually occurs under evaporative or high heat transfer conditions. However, general corrosion can also occur depending on alkali or caustic solution strength.
<b>DEALLOYING</b>	a) Dealloying is a selective corrosion mechanism in which one or more constituents of an alloy are preferentially attacked leaving a lower density (dealloyed) often porous structure. b) Component failure may occur suddenly and unexpectedly because mechanical properties of the dealloyed material are significantly degraded.

<b>GRAFITIC CORROSION</b>	<p>a) Cast irons are comprised of graphite particles embedded in an iron matrix. Graphitic corrosion is a form of dealloying in which the iron matrix is corroded, leaving corrosion products and porous graphite.</p> <p>b) Attack results in a porous structure with a loss of strength, ductility and density. It usually occurs under low pH and stagnant conditions, especially in contact with soils or waters high in sulfates.</p>
<b>OXIDATION</b>	<p>a) Oxygen reacts with carbon steel and other alloys at high temperature converting the metal to oxide scale.</p> <p>b) It is most often present as oxygen in the surrounding air (approximately 20%) used for combustion in fired heaters and boilers.</p>
<b>SULFIDATION</b>	<p>sulfidation : Corrosion of carbon steel and other alloys resulting from their reaction with sulfur compounds in high temperature environments. The presence of hydrogen accelerates corrosion.</p>
<b>CARBURIZATION</b>	<p>Carburization Carbon is absorbed into a material at elevated temperature while in contact with a carbonaceous material or carburizing environment.</p>
<b>DESCARBURIZATION</b>	<p>A condition where steel loses strength due the removal of carbon and carbides leaving only an iron matrix. Decarburization occurs during exposure to high temperatures, during heat treatment, from exposure to fires, or from high temperature service in a gas environment.</p>
<b>METAL DUSTING</b>	<p>Metal dusting is form of carburization resulting in accelerated localized pitting which occurs in carburizing gases and/or process streams containing carbon and hydrogen. Pits usually form on the surface and may contain soot or graphite dust.</p>

<b>FUEL ASH CORROSION</b>	<p>a) Fuel ash corrosion is accelerated high temperature wastage of materials that occurs when contaminants in the fuel form deposits and melt on the metal surfaces of fired heaters, boilers and gas turbines.</p> <p>b) Corrosion typically occurs with fuel oil or coal that is contaminated with a combination of sulfur, sodium, potassium and/or vanadium.</p> <p>c) The resulting molten salts (slags) dissolve the surface oxide and enhance the transport of oxygen to the surface to re-form the iron oxide at the expense of the tube wall or component.</p>
<b>NITRIDING</b>	<p>Nitriding A hard, brittle surface layer will develop on some alloys due to exposure to high temperature process streams containing high levels of nitrogen compounds such ammonia or cyanides, particularly under reducing conditions.</p>
<b>CHLORIDE STRESS CORROSION</b>	<p>Chloride Stress Corrosion Cracking (Cl-SCC) Surface initiated cracks caused by environmental cracking of 300 Series SS and some nickel base alloys under the combined action of tensile stress, temperature and an aqueous chloride environment. The presence of dissolved oxygen increases propensity for cracking.</p>
<b>CORROSION FATIGUE</b>	<p>Corrosion Fatigue A form of fatigue cracking in which cracks develop under the combined affects of cyclic loading and corrosion. Cracking often initiates at a stress concentration such as a pit in the surface. Cracking can initiate at multiple sites.</p>
<b>CAUSTIC EMBRITTLEMENT</b>	<p>Caustic embrittlement is a form of stress corrosion cracking characterized by surface-initiated cracks that occur in piping and equipment exposed to caustic, primarily adjacent to non-PWHT'd welds.</p>
<b>STRESS CORROSION CRACKING</b>	<p>a) Aqueous streams containing ammonia may cause Stress Corrosion Cracking (SCC) in some copper alloys.</p> <p>b) Carbon steel is susceptible to SCC in anhydrous ammonia.</p>

<b>LIQUID METAL EMBRITTLEMENT</b>	Liquid Metal Embrittlement (LME) is a form of cracking that results when certain molten metals come in contact with specific alloys. Cracking can be very sudden and brittle in nature.
<b>HE</b>	A loss in ductility of high strength steels due to the penetration of atomic hydrogen can lead to brittle cracking. Hydrogen Embrittlement (HE) can occur during manufacturing, welding, or from services that can charge hydrogen into the steel in an aqueous, corrosive, or a gaseous environment.

Anexo I. Inspección recomendada por mecanismo de daño

	<b>Non-intrusive Inspection</b>	<b>Intrusive Inspection</b>
<b>THINNING GENERAL</b>	ultrasonic scanning coverage automated or manual) or profile radiography.	examination of the surface (partial internals removed), and accompanied by thickness measurements.
<b>THINNING LOCAL</b>	coverage using automated ultrasonic scanning, or profile radiography in areas specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.	visual examination (with removal of internal packing, trays, etc.) and thickness measurements.
<b>BURIED COMPONENTS</b>	Complete excavation, 100% external visual inspection, and 100% inspection with NDE technologies (UT thickness measurement such as handheld devices at close-interval grid locations, UT B-scan, automated ultrasonic scanning, guided-wave UT global search, crawler with circumferential inspection technology such as MFL or lambwave UT, digital radiography in more than one direction).	internal inspection via state-of-the-art pigging and in-line inspection technologies (UT, MFL, internal rotary UT, etc.) 100% external inspection of equipment that is only partially buried using an NDE crawler with circumferential inspection technology (MFL, lambwave UT).
<b>TANK SHELL CORROSION INTERNAL CORROSION</b>		good visual inspection with pit depth gage measurements at suspect locations. UT scanning follow up on suspect location and as general confirmation of wall thickness

<b>TANK SHELL COURSE EXTERNAL CORROSION</b>	Insulated – >95% external visual inspection prior to removal of insulation b. Remove >90% of insulation at suspect locations, OR >90% pulse eddy current inspection. c. Visual inspection of the exposed surface area with follow-up by UT or pit gauge as required. Non-Insulated - >95% visual inspection of the exposed surface area with follow-up by UT or pit gauge as required.	
<b>TANK BOTTOMS</b>	<b>SOIL SIDE :</b> Floor scan 90+% & UT followup Include welds if warranted from the results on the plate scanning Hand scan of the critical zone	<b>PRODUCT SIDE :</b> Commercial blast Effective supplementary light Visual 100% (API 653) Pit depth gauge 100% vacuum box testing of suspect welded joints Coating or Liner: Sponge test 100% Adhesion test Scrape test
<b>CAUSTIN CRACKING</b>	Shear wave ultrasonic testing of 25-100% of welds/cold bends; or Radiographic testing of 50-100% of welds/cold bends.	Wet fluorescent Magnetic particle or dye penetrant testing of 25-100% of welds/cold bends; or Dye penetrant testing of 25-100% of welds/cold bends.
<b>AMINE CRACKING</b>	NONE	Wet fluorescent magnetic particle testing of 100% of repair welds and 50-100% of other welds/cold bends.

<b>SULFIDE STRESS CRACKING</b>	Shear wave ultrasonic testing of 25-100% of weldments, transverse and parallel to the weld with the weld cap removed; or Acoustic Emission testing with follow-up shear wave UT.	Wet fluorescent magnetic particle testing of 25-100% of weldments.
<b>HYDROGEN-INDUCED CRACKING (HIC/SOHIC-H2S)</b>	NONE	Wet fluorescent magnetic particle testing of 50-100% of weldments, plus additional shear wave UT for subsurface cracking.
<b>CARBONATE CRACKING</b>	NONE	Wet fluorescent magnetic particle testing of 100% of repair welds and 50-100% of other welds/cold bends.
<b>POLYTHIONIC ACID CRACKING</b>	Radiography (25%+) and Shear wave ultrasonics (25%+)	Dye penetrant (25%+)
<b>CHLORIDE STRESS CORROSION CRACKING</b>	Shear wave ultrasonic testing of 25% to 100% of weldments, transverse and parallel to the weld with the weld cap removed	Dye penetrant testing of 50% to 100% of weldments
<b>HYDROGEN STRESS CRACKING</b>	Shear wave ultrasonic testing of 25-100% of weldments, transverse and parallel to the weld with the weld cap removed; or Acoustic Emission testing with follow-up shear wave UT.	Wet fluorescent magnetic particle testing of 25-100% of weldments.

<b>HYDROGEN-INDUCED CRACKING HIC/SOHIC-HF</b>	NONE	Wet fluorescent magnetic particle testing of 50-100% of weldments, plus additional shear wave UT for subsurface cracking.
<b>EXTERNAL CORROSION</b>	Visual inspection of >95% of the exposed surface area with follow-up by UT, RT or pit gauge as required.	
<b>CORROSION UNDER INSULATION</b>	INSULATED REMOVED : For the total surface area: 100% visual inspection prior to removal of insulation AND Remove >95% of the insulation including suspect areas; AND 100% visual inspection of the exposed surface area with followup by UT, RT or pit gauge as required.	INSULATED NOT REMOVED : For the total surface area: 100% visual inspection AND 100% inspection with highly effective NDE technique (such as profile or real-time radiography or guided wave UT) AND strip 100% of areas where NDE technique is not effective (e.g., fittings) AND 100% visual inspection of the exposed surface area with follow-up by UT, RT or pit gauge as required or real-time radiography.
<b>EXTERNAL CHLORIDE STRESS CORROSION</b>	For the total surface area: greater than 95% dye penetrant or eddy current test with UT follow-up of relevant indications.	
<b>EXTERNAL CHLORIDE STRESS CORROSION UNDER INSULATION</b>	INSULATED REMOVED : For the total surface area: greater than 95% dye penetrant or eddy current test with UT follow-up of relevant indications.	INSULATED NOT REMOVED : No inspection techniques yet available meet requirements of "A".

<b>HIGH TEMPERATURE HYDROGEN ATTACK</b>	Extensive Advanced Ultrasonic Backscatter Technique (AUBT), spot AUBT based on stress analysis or extensive in-situ metallography.
<b>Graphitization</b>	Evidence of graphitization is most effectively evaluated through removal of full thickness samples for examination using metallographic techniques. Damage may occur midwall so that field replicas may be inadequate. b) Advanced stages of damage related to loss in strength include surface breaking cracks or creep deformation that may be difficult to detect.
<b>Softening (Spheroidization)</b>	Spheroidization can only be found through field metallography or removal of samples for metallographic observation. A reduction in tensile strength and/or hardness may indicate a spheroidized microstructure.
<b>Temper Embrittlement</b>	a) A common method of monitoring is to install blocks of original heats of the alloy steel material inside the reactor. Samples are periodically removed from these blocks for impact testing to monitor progress of temper embrittlement or until a major repair issue arises. b) Process conditions should be monitored to ensure that a proper pressurization sequence is followed to help prevent brittle fracture due to temper embrittlement.
<b>Strain Aging</b>	Inspection and monitoring are not used to control strain aging.
<b>885°F (475 oC) Embrittlement</b>	a) Impact or bend testing of samples removed from service is the most positive indicator of a problem. b) Most cases of embrittlement are found in the form of cracking during turnarounds, or during startup or shutdown when the material is below about 200oF (93oC) and the effects of embrittlement are most detrimental. c) An increase in hardness is another method of evaluating 885oF embrittlement.

<b>Sigma Phase Embrittlement</b>	<p>Physical testing of samples removed from service is the most positive indicator of a problem.</p> <p>b) Most cases of embrittlement are found in the form of cracking in both wrought and cast (welded) metals during turnarounds, or during startup or shutdown when the material is below about 500oF (260°C) and the effects of embrittlement are most pronounced.</p>
<b>Brittle Fracture</b>	<p>a) Inspection is not normally used to mitigate brittle fracture.</p> <p>b) Susceptible vessels should be inspected for pre-existing flaws/defects.</p>
<b>Creep and Stress Rupture</b>	<p>Creep damage with the associated microvoid formation, fissuring and dimensional changes is not effectively found by any one inspection technique. A combination of techniques (UT, RT, EC, dimensional measurements and replication) should be employed. Destructive sampling and metallographic examination are used to confirm damage.</p> <p>b. For pressure vessels, inspection should focus on welds of CrMo alloys operating in the creep range.</p> <p>The 1 Cr-0.5Mo and 1.25Cr-0.5Mo materials are particularly prone to low creep ductility. Most inspections are performed visually and followed by PT or WFMT on several-year intervals. Angle beam (shear wave) UT can also be employed, although the early stages of creep damage are very difficult to detect. Initial fabrication flaws should be mapped and documented for future reference.</p> <p>c. Fired heater tubes should be inspected for evidence of overheating, corrosion, and erosion as follows: i) Tubes should be VT examined for bulging, blistering, cracking, sagging, and bowing. ii) Wall thickness measurements of selected heater tubes should be made where wall losses are most likely to occur. iii) Tubes should be examined for evidence of diametric growth (creep) with a strap or go/no go gauge, and in limited cases by metallography on in place replicas or tube samples. However, metallography on the OD of a component may not provide a clear indication of subsurface damage. iv) Retirement criteria based on diametric growth and</p>

	loss of wall thickness is highly dependent on the tube material and the specific operating conditions.
<b>Thermal Fatigue</b>	<p>a) Since cracking is usually surface connected, visual examination, MT and PT are effective methods of inspection.</p> <p>b) External SWUT inspection can be used for non-intrusive inspection for internal cracking and where reinforcing pads prevent nozzle examination.</p> <p>c) Heavy wall reactor internal attachment welds can be inspected using specialized ultrasonic techniques.</p>
<b>Short Term Overheating – Stress Rupture</b>	<p>a) In fired heaters, visual observation, IR monitoring of tubes and tubeskin thermocouples are used to monitor temperatures.</p> <p>b) Refractory lined equipment can be monitored with heat indicating paint and periodic IR scans. Inspect for refractory damage during shutdowns.</p> <p>c) Maintain and monitor reactor bed thermocouples as well as reactor skin thermocouples.</p>
<b>Steam Blanketing</b>	Burners should be properly maintained to prevent flame impingement.
<b>Dissimilar Metal Weld (DMW) Cracking</b>	<p>a) In fired heater tubes, the cracks form primarily from the outside so that visual, MT and PT inspection methods can be used.</p> <p>b) Environmental cracking will also result in surface breaking cracks initiating on the ID surface exposed to the corrosive environment, which can be detected using UT methods.</p>
<b>Thermal Shock</b>	<p>a) This type of damage is highly localized and difficult to locate.</p> <p>b) PT and MT can be used to confirm cracking.</p>

<b>Erosion/Erosion – Corrosion</b>	<p>a) Visual examination of suspected or troublesome areas, as well as UT checks or RT can be used to detect the extent of metal loss.</p> <p>b) Specialized corrosion coupons and on-line corrosion monitoring electrical resistance probes have been used in some applications.</p> <p>c) IR scans are used to detect refractory loss on stream.</p>
<b>Cavitation</b>	<p>a) Cavitating pumps may sound like pebbles are being thrashed around inside.</p> <p>b) Techniques include limited monitoring of fluid properties as well as acoustic monitoring of turbulent areas to detect characteristic sound frequencies.</p> <p>c) Visual examination of suspected areas, as well as external UT and RT can be used to monitor for loss in thickness.</p>
<b>Mechanical Fatigue</b>	<p>a) NDE techniques such as PT, MT and SWUT can be used to detect fatigue cracks at known areas of stress concentration.</p> <p>b) VT of small diameter piping to detect oscillation or other cyclical movement that could lead to cracking.</p> <p>c) Vibration monitoring of rotating equipment to help detect shafts that may be out of balance.</p> <p>d) In high cycle fatigue, crack initiation can be a majority of the fatigue life making detection difficult.</p>

<b>Vibration-Induced Fatigue</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Look for visible signs of vibration, pipe movement or water hammer.</li> <li>b) Check for the audible sounds of vibration emanating from piping components such as control valves and fittings.</li> <li>c) Conduct visual inspection during transient conditions (such as startups, shutdowns, upsets, etc.) for intermittent vibrating conditions.</li> <li>d) Measure pipe vibrations using special monitoring equipment.</li> <li>e) The use of surface inspection methods (such as PT, MT) can be effective in a focused plan.</li> <li>f) Check pipe supports and spring hangers on a regular schedule.</li> <li>g) Damage to insulation jacketing may indicate excessive vibration. This can result in wetting the insulation which will cause corrosion.</li> </ul>
<b>Refractory Degradation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Conduct visual inspection during shutdowns.</li> <li>b) Survey cold-wall equipment onstream using IR to monitor for hot spots to help identify refractory damage.</li> </ul>
<b>Reheat Cracking</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a) Surface cracks can be detected with UT and MT examination of carbon and low alloy steels</li> <li>b) UT and PT examination can be used to detect cracks in 300 Series SS and nickel base alloys.</li> <li>c) Embedded cracks can only be found through UT examination.</li> </ul>
<b>Galvanic Corrosion</b>	<p>Visual inspection and UT thickness gauging are very effective methods for detecting galvanic corrosion. The damage may sometimes be hidden underneath a bolt or rivet head.</p>
<b>Atmospheric Corrosion</b>	<p>VT and UT are techniques that can be used.</p>

<b>Cooling Water Corrosion</b>	<p>a) Cooling water should be monitored for variables that affect corrosion and fouling including, pH, oxygen content, cycles of concentration, biocide residual, biological activity, cooling water outlet temperatures, hydrocarbon contamination and process leaks.</p> <p>b) Periodic calculation of U-factors (heat exchanger performance measurement) will provide information on scaling and fouling.</p> <p>c) Ultrasonic flow meters can be used to check the velocity of water in the tubes.</p> <p>d) EC or IRIS inspection of tubes.</p> <p>e) Splitting representative tubes.</p>
<b>Boiler Water Condensate Corrosion</b>	<p>a) Water analysis is the common monitoring tool used to assure that the various treatment systems are performing in a satisfactory manner. Parameters which can be monitored for signs of upset include the pH, conductivity, chlorine or residual biocide, and total dissolved solids to check for leaks in the form of organic compounds.</p> <p>b) There are no proactive inspection methods other than developing an appropriate program when problems such as a ruptured boiler tube or condensate leaks are recognized in the various parts of complex boiler water and condensate systems.</p> <p>c) Deaerator cracking problems can be evaluated off-line at shutdowns by utilizing properly applied wet fluorescence magnetic particle inspection.</p>
<b>CO2 Corrosion</b>	<p>a) VT, UT and RT inspection techniques should focus on general and local loss in thickness where water wetting is anticipated.</p> <p>b) Preferential corrosion of weld seams may require angle probe UT or RT.</p> <p>c) Corrosion may occur along the bottom surface of the pipe if there is a separate water phase, at the top surface of the pipe if condensation in wet gas systems is anticipated, and in the turbulent flow areas at elbow and tees.</p> <p>d) Monitor water analyses (pH, Fe, etc.) to determine changes in operating conditions.</p>

<b>Flue-Gas Dew-Point Corrosion</b>	<p>a) Wall-thickness measurements by UT methods will monitor the wastage in economizer tubes.</p> <p>b) Stress corrosion cracking of 300 Series SS can be found using VT and PT inspection.</p>
<b>Microbiologically Induced Corrosion (MIC)</b>	<p>a) In cooling water systems, effectiveness of treatment is monitored by measuring biocide residual, microbe counts and visual appearance.</p> <p>b) Special probes have been designed to monitor for evidence of fouling which may precede or coincide with MIC damage.</p> <p>c) An increase in the loss of duty of a heat exchanger may be indicative of fouling and potential MIC damage.</p> <p>d) Foul smelling water may be a sign of trouble.</p>
<b>Soil Corrosion</b>	<p>a) The most common method used for monitoring underground structures is measuring the structure to soil potential using dedicated reference electrodes near the structure (corrected for IR drop error). Cathodic protection should be performed and monitored in accordance with NACE RP 0169.</p> <p>b) There are many techniques for inspecting buried or on-grade metallic components. Piping may be inspected by inline inspection devices, guided ultrasonic thickness tools, indirectly by pressure testing, or visually by evaluation. The same or similar techniques may be used on other structures.</p>
<b>Caustic Corrosion</b>	<p>a) For process equipment, UT thickness gauging is useful to detect and monitor general corrosion due to caustic. However, localized losses due to caustic corrosion may be difficult to locate.</p> <p>b) Injection points should be inspected in accordance with API 570.</p> <p>c) UT scans and radiography can be used.</p> <p>d) Steam generation equipment may require visual inspection with the use a boroscope.</p>

<b>Dealloying</b>	<p>a) Many alloys change color in the affected area, however, scale removal may be required to determine the depth of attack.</p> <p>b) Dealloying in brasses is visually evident by a reddish, copper color instead of the yellow brass color.</p> <p>c) Graphitic corrosion turns cast iron charcoal gray and the material can be cut or gouged with a knife.</p> <p>d) Metallographic examination may be required to confirm the extent of damage.</p> <p>e) A significant reduction in hardness may accompany dealloying, although affected areas may be localized.</p> <p>f) Acoustic techniques (loss of “metallic ring”) and ultrasonic attenuation are applicable, but UT thickness measurements are not.</p> <p>g) Fitness-For-Service (FFS) analysis of dealloyed components should consider that the dealloyed portion may be brittle and contribute little or no mechanical strength or load bearing capability.</p>
<b>Graphitic Corrosion</b>	<p>Graphitic Corrosion a) UT is not a good method for detecting damage.</p> <p>b) Acoustic techniques (loss of “metallic ring”) and ultrasonic attenuation are applicable.</p> <p>c) A significant reduction in hardness may accompany dealloying, although affected areas may be localized.</p>
<b>Oxidation</b>	<p>a) Process conditions should be monitored for establishing trends of high temperature equipment where oxidation can occur.</p> <p>b) Temperatures can be monitored through the use of tubeskin thermocouples and/or infrared thermography.</p> <p>c) Loss in thickness due to oxidation is usually measured using external ultrasonic thickness measurements.</p>

<b>Sulfidation</b>	<p>a) Process conditions should be monitored for increasing temperatures and/or changing sulfur levels.</p> <p>b) Temperatures can be monitored through the use of tubeskin thermocouples and/or infrared thermography.</p> <p>c) Evidence of thinning can be detected using external ultrasonic thickness measurements and profile radiography.</p> <p>d) Proactive and retroactive PMI programs are used for alloy verification and to check for alloy mix-ups in services where sulfidation is anticipated.</p>
<b>Carburization</b>	<p>a) Inspection for carburization in the initial stages of attack is difficult. If the process side surfaces are accessible, hardness testing and field metallography can be used. Destructive sampling and magnetic based techniques (Eddy Current) have also been used.</p> <p>b) Inspection techniques based on determining increased levels of ferromagnetism (magnetic permeability) are also useful for alloys that are paramagnetic when initially installed (austenitic alloys). However, surface oxides may interfere with the results.</p> <p>c) In the advanced stages of carburization where cracking has initiated, RT, UT and some magnetic techniques may be used.</p>
<b>Decarburization</b>	<p>a) Field Metallography and Replication (FMR) can confirm decarburization.</p> <p>b) Decarburization results in a softening that can be confirmed by hardness testing.</p>

<b>Metal Dusting</b>	<p>a) For heater tubes with suspected damage, compression wave ultrasonic testing is probably the most efficient method of inspection since large areas can be inspected relatively quickly.</p> <p>b) RT techniques can be employed to look for pitting and wall thinning.</p> <p>c) If internal surfaces are accessible, visual inspection is effective.</p> <p>d) Filtering the cooled furnace or reactor effluent may yield metal particles that are a tell tale indication of a metal dusting problem upstream.</p>
<b>Fuel Ash Corrosion</b>	<p>a) Visual inspection is usually sufficient to detect hot ash corrosion.</p> <p>b) Metal loss is likely to be severe and the presence of a slag will be apparent.</p> <p>c) Tubes need to be grit blasted in order to remove the tenacious glass-like ash deposit. UT examination may be useful to measure loss of thickness.</p>
<b>Nitriding</b>	<p>a) A change in surface color to a dull gray may indicate nitriding.</p> <p>b) Materials exposed to nitriding conditions should be inspected thoroughly because good appearance may mask damage.</p> <p>c) Hardness testing of the affected surfaces (400 to 500 BHN or higher) can help indicate nitriding.</p> <p>d) Nitrided layers are magnetic. Therefore, 300 Series SS should be checked for magnetism as an initial screening.</p> <p>e) Metallography is generally required to confirm nitriding.</p> <p>f) EC testing may be used in some cases to detect nitriding.</p> <p>g) In the advanced stages of nitriding, where cracking may have initiated, appropriate inspection techniques include PT, RT and UT.</p>
<b>Chloride Stress Corrosion Cracking (Cl-SCC)</b>	<p>a) Cracking is surface connected and may be detected visually in some cases.</p> <p>b) PT or phase analysis EC techniques are the preferred methods.</p> <p>c) Eddy current inspection methods have also been used on condenser tubes as well as piping and pressure vessels.</p>

	<p>d) Extremely fine cracks may be difficult to find with PT. Special surface preparation methods, including polishing or high-pressure water blast, may be required in some cases, especially in high pressure services.</p> <p>e) UT.</p> <p>f) Often, RT is not sufficiently sensitive to detect cracks except in advanced stages where a significant network of cracks has developed.</p>
<p><b>Corrosion Fatigue</b></p>	<p>a) Rotating Equipment i) UT and MT techniques can be used for crack detection.</p> <p>b) Deaerators i) Cracking is generally detected with WFMT inspection. ii) Many of the cracks are very tight and difficult to detect.</p> <p>c) Cycling Boilers i) The first sign of damage is usually a pinhole leak on the cold side of a waterwall tube at a buckstay attachment. ii) Inspect highly stressed regions in the boiler by UT or EMATS techniques. iii) Cracking may occur at the membranes in the highly stressed regions, particularly corners at buckstays.</p>
<p><b>Caustic Stress Corrosion Cracking (Caustic Embrittlement)</b></p>	<p>a) Although cracks may be seen visually, crack detection is best performed with WFMT, EC, RT or ACFM techniques. Surface preparation by grit blasting, high pressure water blasting or other methods is usually required.</p> <p>b) PT is not effective for finding tight, scale-filled cracks and should not be used for detection.</p> <p>c) Crack depths can be measured with a suitable UT technique including external SWUT.</p> <p>d) AET can be used for monitoring crack growth and locating growing cracks.</p>

<p><b>Ammonia Stress Corrosion Cracking</b></p>	<p>a) For copper alloys i) Monitor pH and ammonia of water draw samples to assess susceptibility of copper alloys. ii) Inspect heat exchanger tubes for cracking using EC or visual inspection. Rolled area is highly susceptible.  b) For steel storage tanks and or piping in anhydrous ammonia. i) WFMT welds inside tanks. ii) External UT Shear wave. iii) AET.</p>
<p><b>Liquid Metal Embrittlement (LME)</b></p>	<p>a) Cracks can be detected with MT examination for ferritic steel and PT examination for 300 Series SS and nickel base alloys.  b) Because of the high density of mercury, radiography has been used to locate deposits inside heat exchanger tubes.</p>
<p><b>Hydrogen Embrittlement (HE)</b></p>	<p>a) For surface cracking inspection use PT, MT or WFMT.  b) UT may also be useful in finding HE cracks.  c) RT often is not sufficiently sensitive to detect HE cracks.  d) If the source of hydrogen is a low temperature aqueous environment, hydrogen flux can be monitored using specialized instruments.</p>

Anexo J. Equipos de la planta 20 de ácido sulfúrico.

Activo	Denominación	TIPO	CLASE
1	Planta 20 - Ácido Sulfúrico	PLANTA	PLANTA
2	Sección Cuarto de Control	SECCION	SECCION
3	Medidor multigas (O2, LEL, H2S, CO)	Instrumento	Medidor Multigas
4	Anunciador de alarmas AN20-1	Instrumento	Anunciador
5	Anunciador de alarmas AN20-2	Instrumento	Anunciador
6	Cuarto de control planta 20	Civil	Cuarto de Control
7	Panel de alumbrado planta 20 #1	Eléctrico	Panel
8	Panel de alumbrado cuarto de control	Eléctrico	Panel
9	Panel de relevos planta 20	Eléctrico	Panel
10	Video registrador grafico	Instrumento	Video Registrador
11	Registrador múltiple de temperatura	Instrumento	Registro
12	UPS de Planta 20	Eléctrico	UPS
13	Sección Alm. y Fundición de Azufre	SECCION	SECCION
14	Bodega azufre a granel	Civil	Bodega
15	Tambor escamador de azufre	Rotativo	Tambor
16	Indicador Flujo agua enfriante a escamador	Instrumento	Indicador
17	Indicador Flujo agua desmineralizada a aspersor	Instrumento	Indicador
18	Válvula Flujo de azufre a escamador	Instrumento	Válvula

19	Motor de DX2005	Eléctrico	Motor
20	Variador de velocidad de DX2005	Eléctrico	Variador
21	Reductor de DX2005	Rotativo	Reductor
22	foso fundidor azufre A	Estático	Foso
23	Intercambiador serpentín E2010A	Estático	Intercambiador
24	Intercambiador serpentín E2010B	Estático	Intercambiador
25	Intercambiador serpentín E2010C	Estático	Intercambiador
26	Intercambiador serpentín E2010D	Estático	Intercambiador
27	Intercambiador serpentín E2010E	Estático	Intercambiador
28	Intercambiador serpentín E2010F	Estático	Intercambiador
29	Intercambiador serpentín E2010G	Estático	Intercambiador
30	Intercambiador serpentín E2010H	Estático	Intercambiador
31	Intercambiador serpentín E2010i Trampa	Estático	Intercambiador
32	Intercambiador serpentín E2010J precapa	Estático	Intercambiador
33	Bomba de envío de azufre fundido	Rotativo	Bomba
34	Motor de la bomba P2001	Eléctrico	Motor
35	ST Pozo fundidor oeste J2001A	Estático	Trampa de vapor
36	ST Serpentín centro J2001	Estático	Trampa de vapor
37	ST Serpentín zona de decapado	Estático	Trampa de vapor
38	ST Serpentín centro J2001	Estático	Trampa de vapor
39	ST Serpentín centro J2001	Estático	Trampa de vapor
40	ST Pozo fundidor norte J2001	Estático	Trampa de vapor
41	ST Pozo fundidor norte J2001	Estático	Trampa de vapor
42	ST Pozo fundidor norte J2001	Estático	Trampa de vapor
43	ST Pozo fundidor sur J2001A	Estático	Trampa de vapor

44	ST Pozo fundidor sur J2001A	Estático	Trampa de vapor
45	ST Pozo fundidor sur J2001A	Estático	Trampa de vapor
46	ST Pozo fundidor sur J2001A	Estático	Trampa de vapor
47	ST Pozo fundidor sur J2001A	Estático	Trampa de vapor
48	ST Pozo fundidor sur J2001A	Estático	Trampa de vapor
49	ST Pozo fundidor sur J2001A	Estático	Trampa de vapor
50	ST Pozo fundidor sur J2001A	Estático	Trampa de vapor
51	ST Serpentín noroeste J2001A	Estático	Trampa de vapor
52	Indicador temperatura foso J2001A/B	Instrumento	Indicador
53	Sensor temperatura foso J2001A/B	Instrumento	Sensor
54	foso fundidor azufre B	Estático	Foso
55	Intercambiador serpentín E2013A	Estático	Intercambiador
56	Intercambiador serpentín E2013B	Estático	Intercambiador
57	Intercambiador serpentín E2013C	Estático	Intercambiador
58	Intercambiador serpentín E2013D	Estático	Intercambiador
59	Intercambiador serpentín E2013E	Estático	Intercambiador
60	Intercambiador serpentín E2013F	Estático	Intercambiador
61	Intercambiador serpentín E2013G	Estático	Intercambiador
62	Intercambiador serpentín E2013H	Estático	Intercambiador
63	Intercambiador serpentín E2013I Trampa	Estático	Intercambiador
64	Intercambiador serpentín E2013J precapa	Estático	Intercambiador
65	Bomba envío de azufre fundido	Rotativo	Bomba
66	Motor de la bomba P2002	Eléctrico	Motor
67	Foso almacenamiento azufre fundido pta20	Estático	Foso
68	Intercambiador serpentín E2011A	Estático	Intercambiador

69	Intercambiador serpentín E2011B	Estático	Intercambiador
70	Intercambiador serpentín E2011C precapa	Estático	Intercambiador
71	Bomba azufre al horno	Rotativo	Bomba
72	Motor de la P2011	Eléctrico	Motor
73	Indicador temp línea descarga P2011/12	Instrumento	Indicador
74	Bomba azufre al horno	Rotativo	Bomba
75	Motor de la P2012	Eléctrico	Motor
76	ST Serpentín centro J2002	Estático	Trampa de vapor
77	ST Serpentín centro J2002	Estático	Trampa de vapor
78	ST Serpentín centro J2002	Estático	Trampa de vapor
79	ST Serpentín norte J2002	Estático	Trampa de vapor
80	Indicador temperatura foso J2002	Instrumento	Indicador
81	Sensor de temperatura del foso J2002	Instrumento	Sensor
82	Foso almacenamiento azufre fundido pta2	Estático	Foso
83	Intercambiador serpentín E2012A	Estático	Intercambiador
84	Intercambiador serpentín E2012B	Estático	Intercambiador
85	Intercambiador serpentín E2012C precapa	Estático	Intercambiador
86	Bomba envío de azufre a J2002	Rotativo	Bomba
87	Motor de la P2013	Eléctrico	Motor
88	Indicador temp línea descarga P/2013-14	Instrumento	Indicador
89	Bomba envío de azufre a J2002	Rotativo	Bomba
90	Motor de la P2014	Eléctrico	Motor
91	ST Serpentín centro J2003	Estático	Trampa de vapor
92	ST Serpentín centro J2003	Estático	Trampa de vapor
93	ST Serpentín centro J2003	Estático	Trampa de vapor

94	ST Serpentín centro J2003	Estático	Trampa de vapor
95	ST Serpentín norte J2003	Estático	Trampa de vapor
96	Indicador de temperatura J2003	Instrumento	Indicador
97	Sensor de temperatura del foso J2003	Instrumento	Sensor
98	Bomba de retorno agua enfriante	Rotativo	Bomba
99	Motor de P2028	Eléctrico	Motor
100	Control presión vapor entrada y salida	sistema	SISTEMA
101	Válvula reductora vapor 600 psi	Instrumento	Válvula
102	Transducer de la PCV2003	Instrumento	Transducer
103	Válvula de seguridad línea vapor alimentación Foso Alm.P-2	Estático	Válvula de Seguridad
104	Válvula de seguridad vapor de baja a bandeja escamador	Estático	Válvula de Seguridad
105	Válvula seguridad vapor a fund de azufre	Estático	Válvula de Seguridad
106	Válvula de seguridad línea enchaquetada	Estático	Válvula de Seguridad
107	Línea envío de azufre fundido a Pta 20	Estático	Línea
108	ST Línea enchaquetada noroeste P2011	Estático	Trampa de vapor
109	ST Línea enchaquetada noroeste P2011	Estático	Trampa de vapor
110	ST Línea enchaquetada noroeste P2011	Estático	Trampa de vapor
111	ST Línea enchaquetada noroeste P2011	Estático	Trampa de vapor
112	ST Línea enchaquetada norte P2001	Estático	Trampa de vapor
113	ST Línea enchaquetada norte P2001	Estático	Trampa de vapor
114	ST Línea enchaquetada noroeste J2001A	Estático	Trampa de vapor

115	ST Línea enchaquetada noroeste J2001A	Estático	Trampa de vapor
116	ST Línea enchaquetada noroeste P2012	Estático	Trampa de vapor
117	ST Línea enchaquetada oeste P2012	Estático	Trampa de vapor
118	ST Rack línea azufre norte Cto superv	Estático	Trampa de vapor
119	ST Rack línea azufre norte Cto superv	Estático	Trampa de vapor
120	ST Línea enchaquetada noroeste P2012	Estático	Trampa de vapor
121	ST Línea enchaquetada noroeste P2012	Estático	Trampa de vapor
122	Vasija de agua de enfriamiento	Estático	Vasija
123	Controlador de nivel V2002	Instrumento	Controlador
124	Transmisor indicador de Nivel de V2002	Instrumento	Transmisor
125	Válvula control de flujo de V2002	Instrumento	Válvula
126	Sección de Oleum	SECCION	SECCION
127	Convertidor	Estático	Convertidor
128	Control de temperatura D2001	sistema	SISTEMA
129	Sensor temp ent gases 1er paso D2001	Instrumento	Sensor
130	Sensor temp sal gases 1er paso D2001	Instrumento	Sensor
131	Sensor temp ent gases 2do paso D2001	Instrumento	Sensor
132	Sensor temp sal gases 2do paso D2001	Instrumento	Sensor
133	Sensor temp ent gases 3er paso D2001	Instrumento	Sensor
134	Sensor temp sal gases 3er paso D2001	Instrumento	Sensor
135	Sensor temp ent gases 4to paso D2001	Instrumento	Sensor
136	Sensor temp sal gases 4to paso D2001	Instrumento	Sensor
137	Indicador temp ent gases 1er paso D2001	Instrumento	Indicador
138	Indicador temp sal gases 1er paso D2001	Instrumento	Indicador
139	Indicador temp ent gases 2do paso D2001	Instrumento	Indicador

140	Indicador temp sal gases 2do paso D2001	Instrumento	Indicador
141	Indicador temp ent gases 3er paso D2001	Instrumento	Indicador
142	Indicador temp sal gases 3er paso D2001	Instrumento	Indicador
143	Indicador temp ent gases 4to paso D2001	Instrumento	Indicador
144	Indicador temp sal gases 4to paso D2001	Instrumento	Indicador
145	Registro temp sal gases 1er paso D2001	Instrumento	Registro
146	Registro temp ent gases 1er paso D2001	Instrumento	Registro
147	Registro temp ent gases 2do paso D2001	Instrumento	Registro
148	Registro temp sal gases 2do paso D2001	Instrumento	Registro
149	Registro temp ent gases 3er paso D2001	Instrumento	Registro
150	Registro temp sal gases 3er paso D2001	Instrumento	Registro
151	Registro temp sal gases 4to paso D2001	Instrumento	Registro
152	Registro temp ent gases 4to paso D2001	Instrumento	Registro
153	Torre absorción intermedia	Estático	Torre
154	Control concentración ácido D2003	sistema	SISTEMA
155	Sensor de concentración de ácido D2003	Instrumento	Sensor
156	Controlador de concentracion D2003	Instrumento	Controlador
157	Registro indicador de concent ácido D2003	Instrumento	Registro
158	Transmisor Analizador de concentración D2003	Instrumento	Transmisor
159	Válvula control de ácido D2003	Instrumento	Válvula
160	Transducer válvula APV2002	Instrumento	Transducer
161	Flujo en D2003	sistema	SISTEMA
162	Alarma bajo flujo de acido	Instrumento	Alarma
163	Sensor del FIT2011	Instrumento	Sensor
164	Transmisor acido a T.A.I	Instrumento	Transmisor

165	Switch Bajo flujo de ácido a T.A.I	Instrumento	Switch
166	Válvula de control H2S04 limite pta	Instrumento	Válvula
167	Transducer válvula HPV2006	Instrumento	Transducer
168	Torre de óleum	Estático	Torre
169	Control concentración ácido D2004	sistema	SISTEMA
170	Sensor de concentración de óleum	Instrumento	Sensor
171	Controlador concentración óleum 98%	Instrumento	Controlador
172	Registro concentración de óleum	Instrumento	Registro
173	Transmisor Analizador trans concentración óleum	Instrumento	Transmisor
174	Valv contrl de ácido a tanque	Instrumento	Válvula
175	Transducer válvula 2001	Instrumento	Transducer
176	Control de flujo D2004	sistema	SISTEMA
177	Indicador flujo óleum a pta 8	Instrumento	Indicador
178	Transmisor Flujo óleum al 23% D2004	Instrumento	Transmisor
179	Transmisor de flujo óleum a pta 8	Instrumento	Transmisor
180	Válvula control de óleum a pta 8	Instrumento	Válvula
181	Registrador flujo de óleum al 23%	Instrumento	Registro
182	Registrador del FT2035	Instrumento	Registro
183	Transducer válvula FPV2005	Instrumento	Transducer
184	Controlador man HPV2005/HPV2006	Instrumento	Controlador
185	Válvula control Torre de óleum	Instrumento	Válvula
186	Control de nivel D2004	sistema	SISTEMA
187	Sensor Tubo de burbujeo D2004	Instrumento	Sensor
188	Transmisor de nivel de óleum	Instrumento	Transmisor

189	Control de temperatura D2005	sistema	SISTEMA
190	Sensor temp ent gas a torre de óleum	Instrumento	Sensor
191	Sensor temp entrada acido atorre óleum	Instrumento	Sensor
192	Indicador Temp ent acido torre de óleum	Instrumento	Indicador
193	Indicador temp ent gas a torre de óleum	Instrumento	Indicador
194	Torre de absorción final	Estático	Torre
195	Control de concentración ácido D2006	sistema	SISTEMA
196	Sensor concentración acido a T.A.F	Instrumento	Sensor
197	Controlador concentración de ácido D2006	Instrumento	Controlador
198	Registro de concentración ácido D2006	Instrumento	Registro
199	Transmisor Analizador y trans concent ácido D2006	Instrumento	Transmisor
200	Transducer válvula HPV2003	Instrumento	Transducer
201	Valv control agua proceso D2006	Instrumento	Válvula
202	Control de flujo acido en D2006	sistema	SISTEMA
203	Alarma del FSL2012	Instrumento	Alarma
204	Sensor del FIT2012	Instrumento	Sensor
205	Transmisor flujo ácido D2006	Instrumento	Transmisor
206	Switch Muy bajo flujo acido a D2006	Instrumento	Switch
207	Control de temperatura en D2006	sistema	SISTEMA
208	Sensor temp entrada gases a T.A.F	Instrumento	Sensor
209	Sensor temp entrada acido a T.A.F.	Instrumento	Sensor
210	Indicador temp entrada gases a T.A.F	Instrumento	Indicador
211	Indicador temp entrada acido a T.A.F.	Instrumento	Indicador
212	Intercambiador caliente	Estático	Intercambiador
213	Indicador Temp de salida de E2001	Instrumento	Indicador

214	Intercambiador frio # 1	Estático	Intercambiador
215	Intercambiador frio # 2	Estático	Intercambiador
216	Enfriador de ácido D2002/03	Estático	Enfriador
217	Controlador eléctrico de tensión E2004	Instrumento	Controlador
218	Control de flujo agua al E2004	sistema	SISTEMA
219	Sensor del FIT2016	Instrumento	Sensor
220	Transmisor flujo de agua al E2004	Instrumento	Transmisor
221	Controlador Salida de ácido del E2004	Instrumento	Controlador
222	Válvula control manual	Instrumento	Válvula
223	Control de pH en E2004	sistema	SISTEMA
224	Sensor en salida E2004.	Instrumento	Sensor
225	Registro en salida E2004	Instrumento	Registro
226	Transmisor Analizador en salida E2004	Instrumento	Transmisor
227	Control de presión E2004	sistema	SISTEMA
228	Indicador presión de agua al E2004	Instrumento	Indicador
229	Indicador presión de salida agua E2004	Instrumento	Indicador
230	Indicador presión ent acido al E2004	Instrumento	Indicador
231	Temperatura en el E2004	sistema	SISTEMA
232	Alarma alta temp ácido E2004	Instrumento	Alarma
233	Sensor temp acido entrada E2004	Instrumento	Sensor
234	Sensor temp acido a torre secado	Instrumento	Sensor
235	Indicador temp acido entrada enfriador	Instrumento	Indicador
236	Indicador temp entrada agua E2004	Instrumento	Indicador
237	Indicador temp salida acido del E2004	Instrumento	Indicador
238	Indicador temp salida de agua E2004	Instrumento	Indicador

239	Controlador temp acido a torre secado	Instrumento	Controlador
240	Válvula control TIC2002	Instrumento	Válvula
241	Transmisor de temperatura E2004	Instrumento	Transmisor
242	Enfriador de óleum del D2004	Estático	Enfriador
243	Control de pH en E2004A	sistema	SISTEMA
244	Sensor pH salida agua E2004A	Instrumento	Sensor
245	Transmisor Analizador de PH agua E2005A	Instrumento	Transmisor
246	Válvula de alivio de E2004A/5A/6A	Instrumento	Válvula
247	Enfriador de óleum de D2004	Estático	Enfriador
248	Control de flujo de OLEUM T845	sistema	SISTEMA
249	Sensor de flujo OLEUM	Instrumento	Sensor
250	Controlador de flujo de OLEUM	Instrumento	Controlador
251	Control de pH en E2005A	sistema	SISTEMA
252	Sensor pH salida agua E2005A	Instrumento	Sensor
253	Transmisor Analizador de PH agua E2005A	Instrumento	Transmisor
254	Enfriador de ácido D2006	Estático	Enfriador
255	Sensor del AIT2009	Instrumento	Sensor
256	Transmisor ph salida agua E2006	Instrumento	Transmisor
257	Controlador de HPV2011	Instrumento	Controlador
258	Válvula control salida ácido E2006	Instrumento	Válvula
259	Transducer HPV2011	Instrumento	Transducer
260	Sensor temp ácido by pass E2006	Instrumento	Sensor
261	Controlador temp ácido by pass E2006	Instrumento	Controlador
262	Válvula control E2006	Instrumento	Válvula
263	Transmisor de temperatura E2006	Instrumento	Transmisor

264	Transducer de la TPV2069	Instrumento	Transducer
265	Enfriador de óleum de D2004	Estático	Enfriador
266	Control de pH en E2006A	sistema	SISTEMA
267	Sensor pH salida agua E2006A	Instrumento	Sensor
268	Transmisor Analizador de PH agua E2006A	Instrumento	Transmisor
269	Filtro de gas caliente	Estático	Filtro
270	Control de concentración SO2 F2003	sistema	SISTEMA
271	Sensor de AIT2006	Instrumento	Sensor
272	Registro concentración SO2 en el F2003	Instrumento	Registro
273	Transmisor Analizador de concentración de SO2 F2003	Instrumento	Transmisor
274	Controlador de HPV2012	Instrumento	Controlador
275	Válvula aire dilución al F2003	Instrumento	Válvula
276	Transducer HPV2012	Instrumento	Transducer
277	Control de temperatura en F2003	sistema	SISTEMA
278	Sensor salida gases de T de derivación	Instrumento	Sensor
279	Sensor entrada de gases al filtro	Instrumento	Sensor
280	Indicador entrada de gases al filtro	Instrumento	Indicador
281	Indicador salida gases de T de derivación	Instrumento	Indicador
282	Registro entrada de gases al filtro	Instrumento	Registro
283	Bomba drenaje enfriadores de acido	Rotativo	Bomba
284	Motor de la P2007	Eléctrico	Motor
285	Bomba reforzadora de ácido a pta 8	Rotativo	Bomba
286	Motor de la P2072	Eléctrico	Motor
287	Tanque bombeo de T.A.I	Estático	Tanque

288	Transmisor flujo agua dilución	Instrumento	Transmisor
289	Control de nivel T2002	sistema	SISTEMA
290	Indicador nivel de ácido en el T2002	Instrumento	Indicador
291	Transmisor de nivel ácido T2002	Instrumento	Transmisor
292	Bomba envío ácido T2002 al E2004	Rotativo	Bomba
293	Motor de la P2022A	Eléctrico	Motor
294	Bomba envío ácido T2002 al E2004	Rotativo	Bomba
295	Motor de la P2022B	Eléctrico	Motor
296	Temperatura de gases a T.A.I	sistema	SISTEMA
297	Sensor temp de gases a T.A.I	Instrumento	Sensor
298	Sensor temp de gases a T.A.I	Instrumento	Sensor
299	Indicador temp de gases a T.A.I	Instrumento	Indicador
300	Indicador temp de gases a T.A.I	Instrumento	Indicador
301	Indicador temp H2SO4 a planta 2	Instrumento	Indicador
302	Registro temp de gases a T.A.I	Instrumento	Registro
303	Tanque de bombeo de acido	Estático	Tanque
304	Transmisor flujo agua dilución	Instrumento	Transmisor
305	Bomba de torre absorción final	Rotativo	Bomba
306	Motor de P2041	Eléctrico	Motor
307	Tanque de torre de óleum	Estático	Tanque
308	Transmisor de flujo óleum 98%	Instrumento	Transmisor
309	Indicador de nivel T2004	Instrumento	Indicador
310	Transmisor de nivel T2004	Instrumento	Transmisor
311	Bomba de la torre de óleum	Rotativo	Bomba
312	Motor de la P2031	Eléctrico	Motor

313	Tanque de óleum	Estático	Tanque
314	Indicador de nivel T2006	Instrumento	Indicador
315	Transmisor de nivel T2006	Instrumento	Transmisor
316	Bomba de óleum producto	Rotativo	Bomba
317	Motor de la P2061	Eléctrico	Motor
318	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	Estático	Línea
319	Líneas de ácido de Pta 20 a consumidores	Estático	Línea
320	Líneas de Óleum de Pta 20 a consumidores	Estático	Línea
321	Vasija recibidora de muestras	Estático	Vasija
322	Chimenea de planta 20	Estático	chimenea
323	Control concentración ácido XT2001	sistema	SISTEMA
324	Registro de gases en XT2001 rango bajo	Instrumento	Registro
325	Registro de gases en XT2001 rango alto	Instrumento	Registro
326	Transmisor Analizador de gases XT2001	Instrumento	Transmisor
327	Filtro AIT2004 en la XT2001	Estático	Filtro
328	Sección de SO2	SECCION	SECCION
329	Caldera de recuperación No 1	Estático	Caldera
330	Enfriador agua de caldera B2001	Estático	Enfriador
331	Control de flujo B2001	sistema	SISTEMA
332	Transmisor flujo de agua de caldera	Instrumento	Transmisor
333	Registrador flujo agua de caldera	Instrumento	Registro
334	Control de nivel de la B2001	sistema	SISTEMA
335	<b>Alarma de alto nivel B2001</b>	<b>Instrumento</b>	<b>Alarma</b>
336	<b>Alarma de bajo nivel B2001</b>	<b>Instrumento</b>	<b>Alarma</b>
337	Indicador de nivel B2001	Instrumento	Indicador

338	Controlador de nivel B2001	Instrumento	Controlador
339	Válvula control de nivel B2001	Instrumento	Válvula
340	Controlador registro del nivel de B2001	Instrumento	Controlador
341	Switch alto nivel caldera B2001	Instrumento	Switch
342	Switch bajo nivel B2001	Instrumento	Switch
343	Switch bajo bajo nivel B2001	Instrumento	Switch
344	Transmisor de nivel B2001	Instrumento	Transmisor
345	Transducer válvula LPV2004	Instrumento	Transducer
346	Control de presión en B2001	sistema	SISTEMA
347	<b>Alarma baja presión agua B2001</b>	<b>Instrumento</b>	<b>Alarma</b>
348	Válvula autorregulada exhosto 600PSI	Instrumento	Válvula
349	Válvula autorregulada al cabezal 600PSI	Instrumento	Válvula
350	Indicador Presión domo B2001	Instrumento	Indicador
351	Indicador presión vapor domo B2001	Instrumento	Indicador
352	Indicador presión domo B2001	Instrumento	Indicador
353	Indicador presión salida vapor domo	Instrumento	Indicador
354	Indicador vapor de 600 a 100PSI	Instrumento	Indicador
355	Indicador entrada agua B2001	Instrumento	Indicador
356	Indicador de presión de vapor B2001	Instrumento	Indicador
357	Indicador vapor de 100 a 50PSI B2001	Instrumento	Indicador
358	Indicador vapor de 75PSI a reducción	Instrumento	Indicador
359	Indicador de presión de vapor B2001	Instrumento	Indicador
360	Indicador de presión de vapor B2001	Instrumento	Indicador
361	Controlador reductora 600 a 100PSI	Instrumento	Controlador
362	Controlador reductora de 100a 50PSI	Instrumento	Controlador

363	Transmisor indicador presión domo	Instrumento	Transmisor
364	Válvula control reductora 600 a 100PSI	Instrumento	Válvula
365	Val control reductora de 100 a 50PSI.	Instrumento	Válvula
366	Válvula control vapor de media a baja	Instrumento	Válvula
367	Válvula control vapor al cabezal	Instrumento	Válvula
368	Válvula exhosto cabezal de alta	Instrumento	Válvula
369	Válvula control vapor media	Instrumento	Válvula
370	Switch presión agua B2001	Instrumento	Switch
371	Switch baja presión agua B2001	Instrumento	Switch
372	Transmisor reductora de 600 a 100PSI	Instrumento	Transmisor
373	Transmisor reductora de 100 a 50PSI	Instrumento	Transmisor
374	Transmisor presión vapor media	Instrumento	Transmisor
375	Transducer válvula PCV2004	Instrumento	Transducer
376	Transducer válvula PCV2005	Instrumento	Transducer
377	Transducer válvula PPV2001	Instrumento	Transducer
378	Transducer válvula PPV2002	Instrumento	Transducer
379	Solenoide de la PPV2003	Instrumento	Solenoide
380	Solenoide de la PPV2005	Instrumento	Solenoide
381	Solenoide de la PPV2010	Instrumento	Solenoide
382	Solenoide de la PPV2012	Instrumento	Solenoide
383	Válvula seguridad domo B2001 lado S	Estático	Válvula de Seguridad
384	Válvula seguridad domo B2001 lado N	Estático	Válvula de Seguridad
385	Control temperatura B2001	sistema	SISTEMA
386	<b>Alarma baja temp B2001</b>	<b>Instrumento</b>	<b>Alarma</b>

387	Indicador temp reductor de 600 a 100 PSI	Instrumento	Indicador
388	Indicador temp reductor de 100 a 50PSI	Instrumento	Indicador
389	Switch alta temp B2001	Instrumento	Switch
390	Caldera de recuperación No 2	Estático	Caldera
391	Sobrecalentador	Estático	Sobrecalentador
392	Controlador de la HYV2013	Instrumento	Controlador
393	Controlador de la HYV2014	Instrumento	Controlador
394	Transducer válvula HYV2013	Instrumento	Transducer
395	Transducer válvula HYV2014	Instrumento	Transducer
396	válvula térmica de vapor 14in	Instrumento	válvula
397	válvula térmica de gases 18in	Instrumento	válvula
398	válvula de seguridad B2003	Estático	válvula de Seguridad
399	Control de temperatura en B2003	sistema	SISTEMA
400	Sensor temp entrada de gases B2003	Instrumento	Sensor
401	Sensor temp entrada gases B2003	Instrumento	Sensor
402	Indicador temp entrada gases B2003	Instrumento	Indicador
403	Indicador temp salida gases B2003	Instrumento	Indicador
404	Indicador temp salida vapor B2003	Instrumento	Indicador
405	Economizador	Estático	Economizador
406	Indicador temp entrada agua B2004	Instrumento	Indicador
407	Indicador temp salida agua B2004	Instrumento	Indicador
408	Indicador temp salida gases B2004	Instrumento	Indicador
409	Torre secado de aire	Estático	Torre
410	Control de flujo en D2002	sistema	SISTEMA
411	<b>Alarma bajo flujo de ácido D2002</b>	<b>Instrumento</b>	<b>Alarma</b>

412	Transmisor flujo de ácido D2002	Instrumento	Transmisor
413	Registro flujo de ácido D2002	Instrumento	Registro
414	Switch bajo flujo de ácido D2002	Instrumento	Switch
415	Torre de lavado de SO2	Estático	Torre
416	Enfriador de ácido D2005	Estático	Enfriador
417	Sensor del AIT2008	Instrumento	Sensor
418	Transmisor Analizador de PH agua E2005	Instrumento	Transmisor
419	Controlador eléctrico de tensión E2005	Instrumento	Controlador
420	Sensor FIT2017 salida agua enf	Instrumento	Sensor
421	Transmisor flujo de agua al E2005	Instrumento	Transmisor
422	Controlador de HPV2010	Instrumento	Controlador
423	válvula salida ácido E2005	Instrumento	válvula
424	Transducer HPV2010	Instrumento	Transducer
425	Sensor temp ácido by pass E2005	Instrumento	Sensor
426	Controlador temp ácido by pass E2005	Instrumento	Controlador
427	válvula control E2005	Instrumento	válvula
428	Transmisor de temperatura E2005	Instrumento	Transmisor
429	Transducer de la TPV2064	Instrumento	Transducer
430	Control de flujo acido en D2005	sistema	SISTEMA
431	<b>Alarma bajo flujo de acido</b>	<b>Instrumento</b>	<b>Alarma</b>
432	Transmisor ácido D2005	Instrumento	Transmisor
433	Registro flujo de ácido D2005	Instrumento	Registro
434	Switch Bajo flujo de ácido D2005	Instrumento	Switch
435	Switch Bajo bajo flujo de ácido D2005	Instrumento	Switch
436	Control de presión D2005	sistema	SISTEMA

437	Valv autorregulada SO2 limite a plantas	Instrumento	válvula
438	Transducer de la HPV2006	Instrumento	Transducer
439	Indicador presión SO2 limite pta	Instrumento	Indicador
440	Transmisor de presión SO2	Instrumento	Transmisor
441	Control de temperatura en D2005	sistema	SISTEMA
442	Sensor Temp salida de SO2 a planta 3	Instrumento	Sensor
443	Sensor Temp entrada acido a torre SO2	Instrumento	Sensor
444	Sensor Temp entrada de gases torre SO2	Instrumento	Sensor
445	Indicador Temp salida de SO2 a planta 3	Instrumento	Indicador
446	Indicador Temp entrada acido a torre SO2	Instrumento	Indicador
447	Indicador Temp entrada de gases torre SO2	Instrumento	Indicador
448	Registro Temp entrada acido a torre SO2	Instrumento	Registro
449	Horno quemador de azufre	Estático	Horno
450	Control de flujo HX2001	sistema	SISTEMA
451	Transmisor flujo de aire al quemador	Instrumento	Transmisor
452	Transmisor Flujo de azufre al horno HX2001	Instrumento	Transmisor
453	válvula Reguladora gas piloto	Instrumento	válvula
454	Registro flujo aire al HX2001	Instrumento	Registro
455	Control de temperatura HX2001	sistema	SISTEMA
456	<b>Alarma alta temp HX2001</b>	<b>Instrumento</b>	<b>Alarma</b>
457	<b>Alarma baja temperatura HX2001</b>	<b>Instrumento</b>	<b>Alarma</b>
458	Sensor temperatura del HX2001	Instrumento	Sensor
459	Controlador de temp del HX2001	Instrumento	Controlador
460	válvula control temp azufre HX2001	Instrumento	válvula
461	Transmisor de Temperatura del HX2001	Instrumento	Transmisor
462	Transducer válvula TPV 2001	Instrumento	Transducer

463	Solenoide de la TPV2001	Instrumento	Solenoide
464	Soplador principal de aire	Rotativo	Soplador
465	Filtro de succión de K2001	Estático	Filtro
466	Sistema de lubricación K2001	sistema	SISTEMA
467	Motor de P2003	Eléctrico	Motor
468	Bomba aux de lubricación K2001	Rotativo	Bomba
469	<b>Alarma por baja presión de aceite</b>	<b>Instrumento</b>	<b>Alarma</b>
470	Indicador Presión aceite de lubricación	Instrumento	Indicador
471	Indicador Presión de aceite de lubricación	Instrumento	Indicador
472	Indicador Presión de aceite de retorno	Instrumento	Indicador
473	Swich alta presión diferencial aceite	Instrumento	Switch
474	Swich alta presión de aceite	Instrumento	Switch
475	Switch Baja presión de aceite	Instrumento	Switch
476	Switch Baja presión de aceite	Instrumento	Switch
477	Switch Muy baja presión de aceite	Instrumento	Switch
478	Tanque sistema lubricación K2001	Estático	Tanque
479	Indicador Temperatura de aceite	Instrumento	Indicador
480	Control de presión K2001	sistema	SISTEMA
481	Indicador Presión descarga del soplador	Instrumento	Indicador
482	Indicador Presión descarga soplador	Instrumento	Indicador
483	Indicador Presión succión del soplador	Instrumento	Indicador
484	Indicador Presión descarga alabes	Instrumento	Indicador
485	válvula control soplador principal	Instrumento	válvula
486	Swich presión energizar solenoide	Instrumento	Switch
487	Switch Baja presión de descarga soplador A	Instrumento	Switch
488	Switch Baja presión de descarga soplador B	Instrumento	Switch

489	Transmisor de presión	Instrumento	Transmisor
490	Solenoide trip K2001	Instrumento	Solenoide
491	Control de temperatura K2001	sistema	SISTEMA
492	Sensor temp succión K2001	Instrumento	Sensor
493	Indicador temp succión K2001	Instrumento	Indicador
494	Registro temp succión K2001	Instrumento	Registro
495	Turbina del soplador de aire	Rotativo	Turbina
496	Registro flujo vapor descarga TK2001	Instrumento	Registro
497	Transmisor flujo de vapor TK2001	Instrumento	Transmisor
498	válvula exhosto vapor 75 psi	Instrumento	Valvula
499	Indicador presión vapor entrada TK2001	Instrumento	Indicador
500	Indicador presión vapor salida de TK2001	Instrumento	Indicador
501	Indicador presión vapor entrada a TK2001	Instrumento	Indicador
502	válvula control vapor entrada TK2001	Instrumento	válvula
503	Tacómetro rpm K2001	Instrumento	Tacómetro
504	ST Cabezal vapor salida TK2001	Estático	Trampa de vapor
505	válvula de seguridad TK2001	Estático	válvula de Seguridad
506	válvula centinela de TK2001	Estático	válvula de Seguridad
507	Sensor temp entrada vapor al TK2001	Instrumento	Sensor
508	Indicador temp entrada vapor al K2001	Instrumento	Indicador
509	Indicador temp de vapor TK2001	Instrumento	Indicador
510	Indicador temp salida vapor de la TK2001	Instrumento	Indicador
511	Soplador auxiliar de aire	Rotativo	Soplador
512	Controlador Presión de descarga K2002	Instrumento	Controlador

513	Motor del K2002	Eléctrico	Motor
514	válvula de venteo K2002	Instrumento	válvula
515	Bomba refuerzo agua clarificada a pta 9	Rotativo	Bomba
516	Motor de la P2092	Eléctrico	Motor
517	Tanque de bombeo de ácido D2005	Estático	Tanque
518	Bomba del envio acido al E2005	Rotativo	Bomba
519	Motor de la P2051	Eléctrico	Motor
520	Tanque para adición químicos T2008	Estático	Tanque
521	Bomba adición fosfato al B2001	Rotativo	Bomba
522	Motor de la P2091A	Eléctrico	Motor
523	Bomba adición fosfato al B2001	Rotativo	Bomba
524	Motor de la P2091B	Eléctrico	Motor
525	Línea de SO2 de Pta 20 a Pta 3	Estático	Línea
526	Ducteria de pta 20	Estático	Ducteria

Anexo K Equipos existentes planta de de ácido sulfúrico

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
1	Medidor multigas (O2, LEL, H2S, CO)	SI	SI	SI
2	Anunciador de alarmas AN20-2	SI	SI	SI
3	Cuarto de control planta 20	SI	SI	SI
4	Cuarto de control planta 20	SI	SI	SI
5	Cuarto de control planta 20	SI	SI	SI
6	Panel de alumbrado planta 20 #1	SI	SI	SI
7	Panel de alumbrado cuarto de control	SI	SI	SI
8	Panel de relevos planta 20	SI	SI	SI
9	Video registrador grafico	SI	SI	SI
10	Registrador múltiple de temperatura	SI	SI	SI
11	UPS de Planta 20	SI	SI	SI
12	Bodega azufre a granel	SI	SI	SI
13	Tambor escamador de azufre	SI	SI	SI
14	Indicador Flujo agua enfriante a escamador	SI	SI	SI
15	Indicador Flujo agua desmineralizada a aspersor	SI	SI	SI
16	Válvula Flujo de azufre a escamador	SI	SI	SI
17	Motor de DX2005	SI	SI	SI
18	Variador de velocidad de DX2005	SI	SI	SI
19	Reductor de DX2005	SI	SI	SI
20	foso Almacenamiento azufre liquido	SI	SI	SI
21	Intercambiador serpentín E2010A	SI	SI	SI

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
22	Intercambiador serpentín E2010B	SI	SI	SI
23	Intercambiador serpentín E2010i Trampa	SI	SI	SI
24	Intercambiador serpentín E2010J precapa	SI	SI	SI
25	Bomba envio de azufre fundido	SI	SI	SI
26	Bomba envio de azufre fundido	SI	SI	SI
27	Motor de la bomba P2001	SI	SI	SI
28	Indicador temperatura foso J2001A/B	SI	SI	SI
29	Sensor temperatura foso J2001A/B	SI	SI	SI
30	foso fundidor azufre B	SI	SI	SI
31	Intercambiador serpentín E2013A	SI	SI	SI
32	Intercambiador serpentín E2013B	SI	SI	SI
33	Intercambiador serpentín E2013C	SI	SI	SI
34	Intercambiador serpentín E2013D	SI	SI	SI
35	Intercambiador serpentín E2013I Trampa	SI	SI	SI
36	Intercambiador serpentín E2013J precapa	SI	SI	SI
37	Bomba envio de azufre fundido	SI	SI	SI
38	Motor de la bomba P2002	SI	SI	SI
39	Foso almacenamiento azufre fundido pta20	SI	SI	SI
40	Foso almacenamiento azufre fundido pta20	SI	SI	SI
41	Foso almacenamiento azufre fundido pta20	SI	SI	SI

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
42	Intercambiador serpentín E2011A	SI	SI	SI
43	Intercambiador serpentín E2011B	SI	SI	SI
44	Intercambiador serpentín E2011C precapa	SI	SI	SI
45	Bomba azufre al horno	SI	SI	SI
46	Motor de la P2011	SI	SI	SI
47	Indicador temp línea descarga P2011/12	SI	SI	SI
48	Bomba azufre al horno	SI	SI	SI
49	Motor de la P2012	SI	SI	SI
50	Indicador temperatura foso J2002	SI	SI	SI
51	Sensor de temperatura del foso J2002	SI	SI	SI
52	Foso almacenamiento azufre fundido pta2	SI	SI	SI
53	Intercambiador serpentín E2012A	SI	SI	SI
54	Intercambiador serpentín E2012B	SI	SI	SI
55	Intercambiador serpentín E2012C precapa	SI	SI	SI
56	Indicador temp línea descarga P/2013-14	SI	SI	SI
57	Indicador de temperatura J2003	SI	SI	SI
58	Sensor de temperatura del foso J2003	SI	SI	SI
59	Bomba de retorno agua enfriante	SI	SI	SI
60	Motor de P2028	SI	SI	SI
61	Válvula reductora vapor 600 psi	SI	SI	SI
62	Transducer de la PCV2003	SI	SI	SI
63	Válvula de seguridad línea vapor alimentación Foso Alm.P-2	SI	SI	SI

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
64	Válvula de seguridad vapor de baja a bandeja escamador	SI	SI	SI
65	Válvula seguridad vapor a fund de azufre	SI	SI	SI
66	Válvula de seguridad línea enchaquetada	SI	SI	SI
67	Línea envío de azufre fundido a Pta 20	SI	SI	SI
68	Vasija de agua de enfriamiento	SI	SI	SI
69	Controlador de nivel V2002	SI	SI	SI
70	Transmisor indicador de Nivel de V2002	SI	SI	SI
71	Válvula control de nivel de V2002	SI	SI	SI
72	Convertidor	SI	SI	SI
73	Convertidor	SI	SI	SI
74	Sensor temp ent gases 1er paso D2001	SI	SI	SI
75	Sensor temp sal gases 1er paso D2001	SI	SI	SI
76	Sensor temp ent gases 2do paso D2001	SI	SI	SI
77	Sensor temp sal gases 2do paso D2001	SI	SI	SI
78	Sensor temp ent gases 3er paso D2001	SI	SI	SI
79	Sensor temp sal gases 3er paso D2001	SI	SI	SI
80	Sensor temp ent gases 4to paso D2001	SI	SI	SI
81	Sensor temp sal gases 4to paso D2001	SI	SI	SI
82	Indicador temp ent gases 1er paso D2001	SI	SI	SI
83	Indicador temp sal gases 1er paso D2001	SI	SI	SI

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
84	Indicador temp ent gases 2do paso D2001	SI	SI	SI
85	Indicador temp sal gases 2do paso D2001	SI	SI	SI
86	Indicador temp ent gases 3er paso D2001	SI	SI	SI
87	Indicador temp sal gases 3er paso D2001	SI	SI	SI
88	Indicador temp ent gases 4to paso D2001	SI	SI	SI
89	Indicador temp sal gases 4to paso D2001	SI	SI	SI
90	Torre absorción intermedia	SI	SI	SI
91	Torre absorción intermedia	SI	SI	SI
92	Torre absorción intermedia	SI	SI	SI
93	Controlador de concentración D2003	SI	SI	SI
94	Controlador de concentración D2003	SI	SI	SI
95	Transmisor Analizador de concentración D2003	SI	SI	SI
96	Válvula control de ácido D2003	SI	SI	SI
97	Transducer válvula APV2002	SI	SI	SI
98	Transmisor acido a T.A.I	SI	SI	SI
99	Válvula de control H2S04 limite pta	SI	SI	SI
100	Transducer válvula HPV2006	SI	SI	SI
101	Torre de óleum	SI	SI	SI
102	Controlador concentración óleum 98%	SI	SI	SI
103	Controlador concentración óleum 98%	SI	SI	SI

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
104	Controlador concentración óleum 98%	SI	SI	SI
105	Transmisor Analizador concentración óleum	SI	SI	SI
106	Valv contrl de ácido a tanque	SI	SI	SI
107	Transducer válvula 2001	SI	SI	SI
108	Transmisor Flujo óleum al 23% D2004	SI	SI	SI
109	Válvula control de óleum a pta 8	SI	SI	SI
110	Válvula control de óleum a pta 8	SI	SI	SI
111	Transducer válvula FPV2005	SI	SI	SI
112	Controlador man HPV2005/HPV2006	SI	SI	SI
113	Sensor Tubo de burbujeo D2004	SI	SI	SI
114	Transmisor de nivel de óleum	SI	SI	SI
115	Sensor temp ent gas a torre de óleum	SI	SI	SI
116	Sensor temp entrada acido atorre óleum	SI	SI	SI
117	Indicador Temp ent acido torre de óleum	SI	SI	SI
118	Indicador temp ent gas a torre de óleum	SI	SI	SI
119	Torre de absorción final	SI	SI	SI
120	Torre de absorción final	SI	SI	SI
121	Sensor concentración acido a T.A.F	SI	SI	SI
122	Controlador concentración de ácido D2006	SI	SI	SI
123	Transmisor Analizador y trans concent ácido D2006	SI	SI	SI

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
124	Transducer válvula HPV2003	SI	SI	SI
125	Valv control agua proceso D2006	SI	SI	SI
126	Transmisor flujo ácido D2006	SI	SI	SI
127	Sensor temp entrada gases a T.A.F	SI	SI	SI
128	Sensor temp entrada acido a T.A.F.	SI	SI	SI
129	Indicador temp entrada gases a T.A.F	SI	SI	SI
130	Indicador temp entrada acido a T.A.F.	SI	SI	SI
131	Intercambiador caliente	SI	SI	SI
132	Indicador Temp de salida de E2001	SI	SI	SI
133	Intercambiador frio # 1	SI	SI	SI
134	Intercambiador frio # 2	SI	SI	SI
135	Enfriador de ácido D2002/03	SI	SI	SI
136	Enfriador de ácido D2002/03	SI	SI	SI
137	Enfriador de ácido D2002/03	SI	SI	SI
138	Enfriador de ácido D2002/03	SI	SI	SI
139	Enfriador de ácido D2002/03	SI	SI	SI
140	Enfriador de ácido D2002/03	SI	SI	SI
141	Enfriador de ácido D2002/03	SI	SI	SI
142	Enfriador de ácido D2002/03	SI	SI	SI
143	Controlador eléctrico de tensión E2004	SI	SI	SI
144	Transmisor flujo de agua al E2004	SI	SI	SI

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
145	Controlador Salida de ácido del E2004	SI	SI	SI
146	Válvula control manual	SI	SI	SI
147	Transmisor Analizador en salida E2004	SI	SI	SI
148	Indicador presión de agua al E2004	SI	SI	SI
149	Indicador presión de salida agua E2004	SI	SI	SI
150	Indicador presión ent acido al E2004	SI	SI	SI
151	Sensor temp acido entrada E2004	SI	SI	SI
152	Indicador temp acido entrada enfriador	SI	SI	SI
153	Indicador temp entrada agua E2004	SI	SI	SI
154	Indicador temp salida acido del E2004	SI	SI	SI
155	Indicador temp salida de agua E2004	SI	SI	SI
156	Controlador temp acido a torre secado	SI	SI	SI
157	Válvula control TIC2002	SI	SI	SI
158	Transmisor de temperatura E2004	SI	SI	SI
159	Enfriador de óleum del D2004	SI	SI	SI
160	Transmisor Analizador de PH agua E2004A	SI	SI	SI
161	Válvula de alivio de E2004A/5A/6A	SI	SI	SI
162	Enfriador de óleum de D2004	SI	SI	SI
163	Enfriador de óleum de D2004	SI	SI	SI
164	Controlador de flujo de OLEUM	SI	SI	SI
165	Transmisor Analizador de PH agua E2005A	SI	SI	SI

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
166	Transmisor Analizador de PH agua E2005A	SI	SI	SI
167	Enfriador de ácido D2006	SI	SI	SI
168	Enfriador de ácido D2006	SI	SI	SI
169	Transmisor ph salida agua E2006	SI	SI	SI
170	Controlador de HPV2011	SI	SI	SI
171	Válvula control salida ácido E2006	SI	SI	SI
172	Válvula control salida ácido E2006	SI	SI	SI
173	Transducer HPV2011	SI	SI	SI
174	Controlador temp ácido by pass E2006	SI	SI	SI
175	Válvula control E2006	SI	SI	SI
176	Válvula control E2006	SI	SI	SI
177	Transmisor de temperatura E2006	SI	SI	SI
178	Transducer de la TPV2069	SI	SI	SI
179	Enfriador de óleum de D2004	SI	SI	SI
180	Enfriador de óleum de D2004	SI	SI	SI
181	Transmisor Analizador de PH agua E2006A	SI	SI	SI
182	Filtro de gas caliente	SI	SI	SI
183	Controlador de HPV2012	SI	SI	SI
184	Válvula aire dilución al F2003	SI	SI	SI
185	Transducer HPV2012	SI	SI	SI
186	Sensor salida gases de T de derivación	SI	SI	SI
187	Sensor entrada de gases al filtro	SI	SI	SI
188	Indicador entrada de gases al filtro	SI	SI	SI

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
189	Indicador salida gases deT de derivación	SI	SI	SI
190	Bomba reforzadora de ácido a pta 8	SI	SI	SI
191	Motor de la P2072	SI	SI	SI
192	Tanque bombeo de T.A.I	SI	SI	SI
193	Tanque bombeo de T.A.I	SI	SI	SI
194	Tanque bombeo de T.A.I	SI	SI	SI
195	Transmisor flujo agua dilución	SI	SI	SI
196	Transmisor de nivel ácido T2002	SI	SI	SI
197	Bomba envio ácido T2002 al E2004	SI	SI	SI
198	Motor de la P2022A	SI	SI	SI
199	Bomba envio ácido T2002 al E2004	SI	SI	SI
200	Motor de la P2022B	SI	SI	SI
201	Sensor temp de gases a T.A.I	SI	SI	SI
202	Sensor temp de gases a T.A.I	SI	SI	SI
203	Indicador temp de gases a T.A.I	SI	SI	SI
204	Indicador temp de gases a T.A.I	SI	SI	SI
205	Tanque de bombeo de acido	SI	SI	SI
206	Transmisor flujo agua dilución	SI	SI	SI
207	Bomba de torre absorción final	SI	SI	SI
208	Motor de P2041	SI	SI	SI
209	Tanque de torre de óleum	SI	SI	SI
210	Transmisor de flujo óleum 98%	SI	SI	SI
211	Transmisor de nivel T2004	SI	SI	SI

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
212	Bomba de la torre de óleum	SI	SI	SI
213	Bomba de la torre de óleum	SI	SI	SI
214	Motor de la P2031	SI	SI	SI
215	Bomba toma muestra	SI	SI	SI
216	Motor de la P2061	SI	SI	SI
217	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
218	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
219	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
220	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
221	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
222	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
223	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
224	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
225	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
226	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
227	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
228	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
229	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
230	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
231	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
232	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
233	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
234	Líneas de ácido sulfúrico de Pta 20	SI	SI	SI
235	Líneas de ácido de Pta 20 a consumidores	SI	SI	SI
236	Líneas de Óleum de Pta 20 a consumidores	SI	SI	SI
237	Vasija recibidora de muestras	SI	SI	SI
238	Chimenea de planta 20	SI	SI	SI
239	Transmisor Analizador de gases XT2001	SI	SI	SI
240	Transmisor Analizador de gases XT2001	SI	SI	SI
241	Filtro AIT2004 en la XT2001	SI	SI	SI
242	Caldera de recuperación No 1	SI	SI	SI
243	Caldera de recuperación No 1	SI	SI	SI
244	Caldera de recuperación No 1	SI	SI	SI
245	Enfriador agua de caldera B2001	SI	SI	SI
246	Transmisor flujo de agua de caldera	SI	SI	SI
247	Indicador de nivel B2001	SI	SI	SI
248	Controlador de nivel B2001	SI	SI	SI
249	Válvula control de nivel B2001	SI	SI	SI
250	Controlador registro del nivel de B2001	SI	SI	SI
251	Transmisor de nivel B2001	SI	SI	SI
252	Transducer válvula LPV2004	SI	SI	SI
253	Indicador Presión domo B2001	SI	SI	SI

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
254	Indicador presión vapor domo B2001	SI	SI	SI
255	Indicador presión salida vapor domo	SI	SI	SI
256	Indicador vapor de 600 a 100PSI	SI	SI	SI
257	Indicador entrada agua B2001	SI	SI	SI
258	Indicador vapor de 100 a 50PSI B2001	SI	SI	SI
259	Controlador reductora 600 a 100PSI	SI	SI	SI
260	Controlador reductora de 100a 50PSI	SI	SI	SI
261	Transmisor indicador presión domo	SI	SI	SI
262	Válvula control reductora 600 a 100PSI	SI	SI	SI
263	Val control reductora de 100 a 50PSI.	SI	SI	SI
264	Transmisor reductora de 600 a 100PSI	SI	SI	SI
265	Transmisor reductora de 100 a 50PSI	SI	SI	SI
266	Transmisor presión vapor media	SI	SI	SI
267	Transducer válvula PPV2001	SI	SI	SI
268	Transducer válvula PPV2002	SI	SI	SI
269	Válvula seguridad domo B2001 lado S	SI	SI	SI
270	Válvula seguridad domo B2001 lado N	SI	SI	SI
271	Indicador temp reductor de 600 a 100 PSI	SI	SI	SI
272	Indicador temp reductor de 100 a 50PSI	SI	SI	SI
273	Caldera de recuperación No 2	SI	SI	SI

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
274	Sobrecalentador	SI	SI	SI
275	Sobrecalentador	SI	SI	SI
276	Sobrecalentador	SI	SI	SI
277	Sobrecalentador	SI	SI	SI
278	Sobrecalentador	SI	SI	SI
279	Controlador de la HYV2013	SI	SI	SI
280	Controlador de la HYV2014	SI	SI	SI
281	Transducer válvula HYV2013	SI	SI	SI
282	Transducer válvula HYV2014	SI	SI	SI
283	Válvula térmica de vapor 14in	SI	SI	SI
284	Válvula térmica de gases 18in	SI	SI	SI
285	Válvula de seguridad B2003	SI	SI	SI
286	Sensor temp entrada de gases B2003	SI	SI	SI
287	Sensor temp entrada gases B2003	SI	SI	SI
288	Indicador temp entrada gases B2003	SI	SI	SI
289	Indicador temp salida gases B2003	SI	SI	SI
290	Indicador temp salida vapor B2003	SI	SI	SI
291	Economizador	SI	SI	SI
292	Indicador temp entrada agua B2004	SI	SI	SI
293	Indicador temp salida agua B2004	SI	SI	SI
294	Indicador temp salida gases B2004	SI	SI	SI
295	Torre secado de aire	SI	SI	SI
296	Torre secado de aire	SI	SI	SI
297	Torre secado de aire	SI	SI	SI

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
298	Torre secado de aire	SI	SI	SI
299	Torre secado de aire	SI	SI	SI
300	Transmisor flujo de ácido D2002	SI	SI	SI
301	Horno quemador de azufre	SI	SI	SI
302	Horno quemador de azufre	SI	SI	SI
303	Horno quemador de azufre	SI	SI	SI
304	Horno quemador de azufre	SI	SI	SI
305	Transmisor flujo de aire al quemador	SI	SI	SI
306	Transmisor Flujo de azufre al horno HX2001	SI	SI	SI
307	Válvula Reguladora gas piloto	SI	SI	SI
308	Controlador de temp del HX2001	SI	SI	SI
309	Válvula control temp azufre HX2001	SI	SI	SI
310	Transmisor de Temperatura del HX2001	SI	SI	SI
311	Transducer válvula TPV 2001	SI	SI	SI
312	Solenoides de la TPV2001	SI	SI	SI
313	Soplador principal de aire	SI	SI	SI
314	Soplador principal de aire	SI	SI	SI
315	Soplador principal de aire	SI	SI	SI
316	Soplador principal de aire	SI	SI	SI
317	Soplador principal de aire	SI	SI	SI

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
318	Filtro de succión de K2001	SI	SI	SI
319	Motor de P2003	SI	SI	SI
320	Bomba aux de lubricación K2001	SI	SI	SI
321	Alarma por baja presión de aceite	SI	SI	SI
322	Indicador Presión aceite de lubricación	SI	SI	SI
323	Indicador Presión de aceite de lubricación	SI	SI	SI
324	Indicador Presión de aceite de retorno	SI	SI	SI
325	Swich alta presión diferencial aceite	SI	SI	SI
326	Swich alta presión de aceite	SI	SI	SI
327	Switch Baja presión de aceite	SI	SI	SI
328	Switch Baja presión de aceite	SI	SI	SI
329	Switch Muy baja presión de aceite	SI	SI	SI
330	Tanque sistema lubricación K2001	SI	SI	SI
331	Indicador Temperatura de aceite	SI	SI	SI
332	Indicador Presión descarga del soplador	SI	SI	SI
333	Indicador Presión descarga soplador	SI	SI	SI
334	Indicador Presión succión del soplador	SI	SI	SI
335	Válvula control soplador principal	SI	SI	SI
336	Swich presión energizar solenoide	SI	SI	SI
337	Switch Baja presión de descarga soplador A	SI	SI	SI

<b>TAG SAP-MANTTO (Componente)</b>	<b>DESCRIPCION SAP-MANTTO</b>	<b>Existe</b>	<b>Uso</b>	<b>ACTIVO PRODUCTIVO</b>
338	Switch Baja presión de descarga soplador B	SI	SI	SI
339	Transmisor de presión	SI	SI	SI
340	Solenoide trip K2001	SI	SI	SI
341	Sensor temp succión K2001	SI	SI	SI
342	Indicador temp succión K2001	SI	SI	SI
343	Turbina del soplador de aire	SI	SI	SI
344	Transmisor flujo de vapor TK2001	SI	SI	SI
345	Indicador presión vapor entrada TK2001	SI	SI	SI
346	Indicador presión vapor salida de TK2001	SI	SI	SI
347	Válvula control vapor entrada TK2001	SI	SI	SI
348	Tacómetro rpm K2001	SI	SI	SI
349	Válvula de seguridad TK2001	SI	SI	SI
350	Válvula centinela de TK2001	SI	SI	SI
351	Sensor temp entrada vapor al TK2001	SI	SI	SI
352	Indicador temp entrada vapor al K2001	SI	SI	SI
353	Indicador temp de vapor TK2001	SI	SI	SI
354	Indicador temp salida vapor de la TK2001	SI	SI	SI
355	Soplador auxiliar de aire	SI	SI	SI
356	Controlador Presión de descarga K2002	SI	SI	SI
357	Motor del K2002	SI	SI	SI
358	Válvula de venteo K2002	SI	SI	SI
359	Ducteria de pta 20	SI	SI	SI