

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA**



**ELABORACIÓN DE UNA PROPUESTA DE MEJORAS AL SISTEMA DE  
COMPRESION DE LA UNIDAD 28 EN LA PLANTA DE AZUFRE DEL  
MEJORADOR PDVSA PETROPIAR**

Realizado por:

**LADERA HERNÁNDEZ ANTONIO ADOLFO**

Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente Como Requisito

Parcial para Optar al Título de:

**INGENIERO MECÁNICO**

**Barcelona, Mayo 2025**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA**



**ELABORACIÓN DE UNA PROPUESTA DE MEJORAS AL SISTEMA DE  
COMPRESION DE LA UNIDAD 28 EN LA PLANTA DE AZUFRE DEL  
MEJORADOR PDVSA PETROPIAR**

**Revisado y Aprobado por:**

---

**Prof. Darwin Bravo  
Asesor Académico**

---

**Ing. Josué León  
Asesor Industrial**

**Barcelona, Mayo 2025**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA**



**ELABORACIÓN DE UNA PROPUESTA DE MEJORAR AL SISTEMA DE  
COMPRESION DE LA UNIDAD 28 EN LA PLANTA DE AZUFRE DEL  
MEJORADOR PDVSA PETROPIAR**

**JURADO**

El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

---

**Prof. Darwin Bravo  
Asesor Académico**

---

**Prof. Francisco García  
Jurado Principal**

---

**Prof. Félix Payares  
Jurado Principal**

**Barcelona, Mayo 2025**

## RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de trabajos de grado:

***“Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.***



## **DEDICATORIA**

A mis padres, por estar presente a lo largo de todo este camino y brindarme todo su amor y comprensión, en especial mi madre sin ti, esto no fuese hecho posible.

A mi familia, mis tíos por todo el apoyo brindado sin importar las circunstancias con la mejor disposición y el cariño posible.

A mi madrina y prima Naileth Lizardi por formar parte de una de las etapas más importantes de mi vida.

A todas aquellas personas que estuvieron a lo largo de esta travesía increíble.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por darme salud, sabiduría y la fortaleza necesaria para culminar esta etapa tan importante de mi vida.

A mi mamá, Yomar Hernández, por darme la vida, el amor y todo el apoyo necesario.

A mi familia por el apoyo y cariño brindado a lo largo de mi vida.

A la universidad de oriente por abrirme sus puertas para cursar tan maravillosa carrera.

A mi tutor académico y profesor, Ing. Darwin Bravo. Por la paciencia, dedicación y conocimientos brindados a lo largo de la elaboración de este trabajo de grado.

A la empresa PETROPIAR, por abrirme sus puertas y ser parte de mi carrera universitaria y mi primera experiencia laboral en la industria.

A mis tutores industriales, los ingenieros Josué León, Juan Arreaza, Cesar Ríos, por ser mis guías dentro de PETROPIAR y estar a disposición durante la ejecución de mi proyecto.

A Cesar Ríos, Superintendente de la gerencia técnica de PETROPIAR por abrirme las puertas para formar parte del departamento de confiabilidad de equipos rotativos.

A mi compañera de clases y futura colega, Bárbara Martínez por estar a mi disposición y brindarme apoyo a lo largo de esta travesía.

A mis amigos y compañeros, Yafeh Koury, Leandro Paravía, Daniel Koury, Mariano Domingo, Ricardo Domingo, Gilberto Marcano, Orianny Faría, han sido parte importante en este camino.

A la familia Martínez Méndez por todo el cariño y apoyo que me brindan.

A los profesores del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad De Oriente, por su trabajo y dedicación en mi formación académica.

A todas aquellas personas que son muchas las cuales estuvieron directa e indirectamente involucrados en toda esta fantástica etapa de mi vida.

Ha sido un honor y un privilegio haber coincidido con todos, gracias por formar parte de mi vida.

## RESUMEN

En el presente trabajo se elaboró una propuesta de mejoras al sistema de compresión de la unidad recuperadora de azufre, pertenecientes al mejorador de crudo de PETROPIAR, el estudio inició con la descripción del contexto operacional de los equipos que conforman la unidad, seguidamente se llevó a cabo la jerarquización de los equipos implementando la metodología D.S., posteriormente se realizó un análisis de modos y efectos de falla (AMEF), a los equipos con mayor nivel de criticidad, en este apartado se identificaron las fallas funcionales y los modos de fallas de los equipos, se prosiguió con la realización de un análisis causa raíz (ACR), con la finalidad de identificar las causas de las fallas en los equipos que conforman el sistema de compresión, por último se realizaron propuestas de mejoras tanto para los equipos críticos y equipos rotativos en general. Este trabajo demostró que los equipos críticos de la unidad de recuperación de azufre eran los compresores centrífugos 28-K-001A/B/C y los sopladores centrífugos 28-BL-001A/B, una vez identificada la situación actual de dichos equipos, se constató que las actividades y planes de mantenimiento no son llevados a cabo correctamente debido a las continuas fallas presentadas, desde la falta de lubricación, así como también daños en los rodamientos, problemas con el aislamiento térmico, degradación del lubricante, entre otras, mediante la aplicación del ACR se demostró que las raíces latentes más relevantes fueron la falta de supervisión, de gerencias, adiestramiento de personal, ausencia de labores de mantenimiento, ausencia de repuestos en el almacén, finalmente se propusieron las mejoras a los equipos críticos de la unidad.

## ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
RESUMEN.....	viii
ÍNDICE GENERAL.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
ÍNDICE DE TABLAS .....	xvi
INTRODUCCIÓN .....	xix
CAPÍTULO I.....	21
EL PROBLEMA.....	21
1.1. Planteamiento Del Problema .....	21
1.2. Objetivos de la Investigación .....	23
1.2.1. Objetivo General.....	23
1.2.2. Objetivos Específicos .....	23
1.3 Justificación .....	23
1.4. Generalidades de la empresa PDVSA .....	24
1.4.1. Reseña histórica de PDVSA PETROPIAR .....	25
1.4.2. Razón social .....	27
1.4.3. Ubicación geográfica .....	27

1.4.4. Visión, misión y objetivos de la empresa .....	28
1.4.5. Estructura organizacional de la empresa .....	29
1.4.6. Proceso Productivo .....	30
1.4.7. Unidades de procesos .....	30
CAPÍTULO II .....	32
MARCO TEORICO .....	32
2.1. Antecedentes de la Investigación .....	32
2.2. Fundamentos Teóricos .....	34
2.2.1 Planta de Recuperación de Azufre .....	35
2.2.2. Proceso Claus .....	35
2.2.3. Compresor.....	37
2.2.4. Tipos de compresores .....	38
2.2.5. Sopladores de Aire (Blowers) .....	39
2.2.6. Mantenimiento .....	40
2.2.7. Mantenimiento Preventivo .....	41
2.2.8. Mantenimiento Correctivo.....	41
2.2.9. Planificación de Mantenimiento .....	42
2.2.10. Tareas de Mantenimiento .....	42
2.2.11. Plan de Mantenimiento .....	43
2.2.12. Contexto Operacional .....	43
2.2.13. Análisis de Criticidad .....	44
2.2.14. Análisis de Criticidad Basado en la Metodología D.S. ....	45

2.2.15. Análisis de modo y efecto de falla (AMEF) .....	50
2.2.16. Análisis Causa Raíz (ACR).....	52
CAPÍTULO III .....	55
MARCO METODOLÓGICO .....	55
3.1 Nivel de investigación .....	55
3.1.1. Según la estrategia.....	55
3.1.2. Según su propósito.....	56
3.1.3 Según el nivel de conocimiento .....	56
3.2 Población y muestra .....	56
3.3 Técnicas de investigación.....	56
3.3.1 Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	57
3.3.2. Técnicas de procesamiento y análisis de datos .....	57
3.4 Etapas de la Investigación.....	59
CAPÍTULO IV.....	62
DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN .....	62
4.1. Descripción del contexto operacional del sistema de compresión de la unidad 28 de recuperación de azufre. ....	62
4.1.1. Descripción del proceso de recuperación de azufre.....	62
4.1.2. Secciones principales de la unidad recuperadora de Azufre .....	65
4.1.3. Diagnóstico y situación actual del sistema de compresión de la unidad 28 encargada de la recuperación de azufre del mejorador de crudo de PDVSA PETROPIAR.....	88

4.2. Jerarquización de los equipos asociados a la unidad 28 de recuperación de azufre.....	95
4.2.1 Metodología D.S.....	96
4.3. Determinación de modos, efectos y fallas de los equipos críticos del sistema de compresión de la unidad 28 encargada de la recuperación de azufre a través de un AMEF .....	112
4.4. Identificación de las raíces físicas, humanas y latentes de los equipos críticos de la unidad 28 de la planta de azufre a través de un ACR .....	121
4.4.1. Análisis de los modos de falla del compresor centrifugo 28-k-001A/B/C.....	127
4.4.2. Análisis de los modos de falla del soplador centrifugo 28-BL-001A/B.....	138
4.5. Propuesta de mejoras a los equipos críticos del sistema de compresión de la unidad 28. ....	144
CAPÍTULO V.....	155
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	155
5.1. Conclusiones .....	155
5.2. Recomendaciones .....	156
BIBLIOGRAFÍA.....	157
<b>METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO .....</b>	<b>159</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación Faja del Orinoco.....	26
Figura 1.2. Localización geográfica PDVSA Petropiar.....	28
Figura 1.3. Organigrama de la Gerencia de Servicios Técnicos PDVSA PETROPIAR .....	29
Figura 1.4. Esquema de Procesos desde la extracción hasta el embarque.	30
Figura 1.5. Áreas de Procesos del Mejorador.....	31
Figura 2.1. Proceso de recuperación de azufre .....	36
Figura 2.2. Tipos de compresores .....	39
Figura 2.3. Tipo de Mantenimiento .....	40
Figura 2.4 Metodologías utilizadas para determinar la criticidad de equipos	45
Figura 2.5. Factores a Evaluar Aplicando la Metodología D.S.....	46
Figura 2.6. Esquema del Árbol Lógico .....	53
Figura 4.1 Esquema del proceso de producción de la unidad 28 Recuperadora de azufre.....	64
Figura 4.2. Tambor separador de Gas Acido de Amina (28-V-001).....	66
Figura 4.3. Tambor separador de Gas Agrio (28-V-002) .....	68
Figura 4.4. Compresores de aire principal (28-K-01A/B/C).....	70
Figura 4.5. Conjunto Quemador Principal, Cámara de Combustión y Caldera de Calentamiento Residual.....	72
Figura 4.6. Caldera de Calentamiento Residual .....	75

Figura 4.7. Recalentador .....	78
Figura 4.8. Reactor Claus .....	78
Figura 4.9. Coalescedor de azufre.....	80
Figura 4.10. Soplador de Aire .....	87
Figura 4.11. Incinerador.....	87
Figura.4.12. Árbol Lógico de fallas para el compresor centrífugo 28-k-001A/B/C .....	122
Figura 4.13. Árbol Lógico de fallas para el compresor centrífugo 28-k-001A/B/C .....	123
Figura 4.14. Árbol Lógico de fallas para el compresor centrífugo 28-k-001A/B/C .....	124
Figura 4.15. Árbol Lógico de fallas para el Soplador centrífugo 28-BL-001A/B .....	126
Figura 4.16. Desgaste en los componentes del rodamiento .....	128
Figura 4.17. Desgaste en la camisa interna.....	128
Figura 4.18. Desgaste en los cojinetes deslizantes .....	130
Figura 4.19. Espectro de vibraciones a altas frecuencias .....	131
Figura 4.20. Onda de tiempo .....	132
Figura 4.21. Altas temperaturas en la cajera de rodamientos.....	133
Figura 4.22. Nivel de lubricante inadecuado .....	134
Figura 4.23. Desgaste en el sello laberinto .....	135
Figura 4.24. Fractura en el sello laberinto.....	136

Figura 4.25. Presencia de partículas en el lubricante .....	137
Figura 4.26. Ángulos indebidos en las tuberías de lubricación .....	138
Figura 4.27. Desgaste en el sello.....	139
Figura 4.28. Estado del lubricante .....	140
Figura 4.29. Coloración turbia del lubricante .....	141
Figura 4.30. Instalación inadecuada de la chaqueta térmica .....	142
Figura 4.31. Desgaste del sellador de goma .....	143

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Matriz de Criticidad de Equipos Basado en la Metodología D.S. .	48
Tabla 2.2. Clasificación de la Criticidad .....	50
Tabla 2.3. Formato para llevar a cabo el AMEF.....	52
Tabla 4.1. Características Técnicas del Tambor Separador de Gas Ácido de Amina.....	66
Tabla 4.2. Características Técnicas del Precalentador.....	67
Tabla 4.3. Características Técnicas del Tambor Separador de Gas Agrio ...	68
Tabla 4.4. Características Técnicas de los Compresores de Aire Principal..	70
Tabla 4.5. Características Técnicas del Quemador Principal .....	72
Tabla 4.6. Características Técnicas de la Cámara de Combustión .....	74
Tabla 4.7. Características Técnicas de la Caldera de Calentamiento Residual .....	75
Tabla 4.8. Características Técnicas del Primer Condensador de Azufre .....	76
Tabla 4.9. Características Técnicas del Primer Recalentador .....	80
Tabla 4.10. Características Técnicas del Segundo Condensador de Azufre	81
Tabla 4.11. Características Técnicas del Segundo Recalentador.....	82
Tabla 4.12. Características Técnicas del Tercer Condensador de azufre. ...	83
Tabla 4.13. Características Técnicas del Coalescedor de Azufre.....	83
Tabla 4.14. Características Técnicas del Recipiente de Azufre .....	85
Tabla 4.15. Características Técnicas del Soplador de Aire. ....	88

Tabla 4.16. Equipos del sistema de compresión de la unidad recuperadora de azufre.....	89
Tabla 4.17. Equipo natural de trabajo.....	90
Tabla 4.18. Matriz de Criticidad D.S. a los Tambores Separadores .....	98
Tabla 4.19. Matriz de Criticidad D.S. a los Compresores .....	99
Tabla 4.20. Matriz de Criticidad D.S. a los Sopladores.....	100
Tabla 4.21. Matriz de Criticidad D.S. al Quemador Principal .....	101
Tabla 4.22. Matriz de Criticidad D.S. a la Cámara de Combustión .....	102
Tabla 4.23. Matriz de Criticidad D.S. a la Caldera de Calentamiento .....	103
Tabla 4.24. Matriz de Criticidad D.S. a los Condensadores de Azufre .....	104
Tabla 4.25. Matriz de Criticidad D.S. a los Recalentadores de la Sección Claus .....	105
Tabla 4.26. Matriz de Criticidad D.S. a los Reactores Claus .....	106
Tabla 4.27. Matriz de Criticidad D.S. al Coalescedor de Azufre .....	107
Tabla 4.28. Matriz de Criticidad D.S. al Recipiente de Azufre .....	108
Tabla 4.29. Matriz de Criticidad D.S. al Tanque de Almacenamiento de Azufre .....	109
Tabla 4.30. Matriz de Criticidad D.S. a las Bombas Centrifugas.....	110
Tabla 4.31. Matriz de Criticidad D.S. al Incinerador.....	111
Tabla 4.32. Nivel de Criticidad de los equipos pertenecientes a la unidad 28 de Recuperación de Azufre. Fuente: Propia. ....	112

Tabla 4.33. Análisis de modos y efectos de fallas para los compresores centrífugos .....	114
Tabla 4.34. Análisis de modos y efectos de falla para el soplador centrífugo de aire .....	117
Tabla 4.35. Resultados Numéricos del AMEF .....	120
Tabla 4.36. Actividades de mantenimiento prioritario de los equipos críticos .....	145
Tabla 4.37. Actividades de mantenimiento para los compresores centrífugos .....	146
Tabla 4.38. Actividades de mantenimiento para los sopladores centrífugos .....	150

## INTRODUCCIÓN

La producción y comercialización de crudo, es el rubro más importante de la industria petrolera venezolana, es uno de los pilares fundamentales para el desarrollo económico, tecnológico y social de toda Venezuela. En el estado Anzoátegui, PDVSA PETROPIAR se destaca como una de las principales empresas que se encuentran dentro del complejo petroquímico “General De División José Antonio Anzoátegui”. PETROPIAR se dedica a la producción de crudo de alta calidad con bajo porcentaje de contaminantes a través de sus cinco plantas. Uno de los factores más importantes de esta empresa es la adecuada producción de azufre, el cual es uno de los procesos que ayuda a cumplir con las normativas ambientales, así como también ayuda a mantener la eficiencia y seguridad operativa del mejorador, es importante destacar que la producción de azufre genera impactos a nivel económico ya que el azufre producido es vendido a la industria petroquímica. Sin embargo, la unidad 28 dedicada a la recuperación de azufre ha presentado problemas con el transcurrir del tiempo debido a las fallas en los equipos rotativos presentes en el sistema de compresión el cual proporciona el aire necesario para llevar a cabo la combustión que da inicio al proceso de producción de azufre, estas deficiencias han causado pérdidas económicas, así como, elevadas emisiones de ácido sulfhídrico impactando negativamente en el ambiente. El objetivo principal de este trabajo es, elaborar una propuesta de mejoras al sistema de compresión de la unidad 28 de la planta de azufre del mejorador PDVSA PETROPIAR. Estas metodologías contribuyen a garantizar un aumento en la efectividad y confiabilidad operacional de los de los equipos y mejorar el proceso productivo.

Este trabajo de grado está estructurado de la siguiente manera:

Capitulo I. El problema: Define el problema objeto de estudio y los objetivos de estudio.

Capitulo II. Marco teórico: Hace referencia a los antecedentes de la investigación y teoría relacionada al trabajo.

Capitulo III. Marco metodológico: Comprende los aspectos metodológicos del trabajo, tipo de investigación, población y muestra estudiada, técnicas empleadas para la recolección y análisis de datos, así como también las etapas.

Capitulo IV. Desarrollo de la investigación: Aquí se desarrollan todos los objetivos, presentando el análisis de los resultados obtenidos a cada uno de los objetivos planteados.

Capitulo V. Conclusiones y recomendaciones: Se establecen las conclusiones y recomendaciones derivadas de la investigación.

# **CAPÍTULO I**

## **EL PROBLEMA**

### **1.1. Planteamiento Del Problema**

En el año 1997 surge la empresa petrolera llamada Ameriven S.A, compuesta por una sociedad entre PDVSA, Chevron y conoco Phillips, la cual fue llamada proyecto Hamaca; siendo una de las cuatro asociaciones estratégicas formadas por PDVSA para la explotación del crudo extrapesado de la faja petrolifera del Orinoco, finalizando el mes de febrero del año 2007, donde esta sociedad pasa a ser una empresa mixta, en la cual PDVSA cuenta con el 70 % y Chevron posee el 30 % que resta; para el mes de mayo de 2007 la empresa se nacionalizó, para finalmente en enero del año 2008, adoptar el nombre de PDVSA PETROPIAR. La cual se encuentra ubicada en el complejo petroquímico e industrial José Antonio Anzoátegui (CJAA, o también llamado “Jose”), en el estado Anzoátegui. PETROPIAR cuenta con un mejorador de Petróleo, donde se lleva a cabo distintos procesos cuyo objetivo es producir un crudo de alta calidad y con poco porcentaje de contaminantes, Posee cinco zonas operacionales, las cuales se encargan de ejecutar los distintos procesos para el refinado del crudo, estas zonas son las de hidroprocesos, coque, crudo, servicios industriales y azufre.

La zona operacional de azufre está compuesta por un conjunto de unidades que abarca desde la unidad 24 hasta la unidad 32. Es importante destacar que la unidad 28 de la planta de azufre, juega un papel indispensable, ya que esta se encarga de recuperar el azufre. Este proceso se produce mediante la conversión del sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) en azufre (S) elemental, el sulfuro de hidrógeno proviene del proceso de refinación y

del mejoramiento de crudo pesado. Existen distintas reacciones químicas que se llevan a cabo en la recuperación de azufre, todas estas operaciones se dan gracias a la implementación del proceso Claus, el cual es empleado para la formulación del azufre y, es de gran importancia ya que permite la recuperación del 95 % al 97 % de las corrientes de sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ); esta unidad cuenta con una capacidad normal de recuperación de azufre de 600 toneladas por días (TPD), cabe resaltar, que cada tren de producción tiene una capacidad de diseño de 270 TPD, ambas cantidades de producción pueden ser aumentadas usando oxígeno del aire proveniente de la combustión. Para llevar a cabo estos procesos se requiere de un conjunto de equipos como hornos, tambores, separadores, tanques, recalentadores, condensadores, sopladores, bombas y compresores.

Estos equipos que forman parte de la unidad de recuperación de azufre, a menudo manifiestan fallas, en las distintas partes que los comprenden, estas fallas técnicas, se deben a desgastes, daños en el eje, vibraciones excesivas, sobrecalentamiento en las cajas, daños en los rodamientos, fugas de aceite y bajo nivel del mismo, todo esto genera disminución en la producción y baja eficiencia en la unidad 28, lo cual es un factor negativo porque afecta a los escenarios productivos, debido a las numerosas paradas por acciones correctivas, también afecta al medio ambiente ya que esta planta ayuda a controlar la contaminación del aire reduciendo la emisiones de ácido sulfhídrico, de igual manera disminuye la confiabilidad y rentabilidad operativa de la unidad, lo que conlleva a pérdidas económicas.

En virtud de lo antes mencionado, la gerencia de PDVSA PETROPIAR tiene la necesidad de elaborar una propuesta de mejoras al sistema de compresión de la unidad 28 en la planta de azufre de su mejorador, para ello se llevará a cabo la descripción de la situación operacional del sistema de compresión de dicha unidad, luego, se jerarquizarán los equipos mediante un

estudio de criticidad. A continuación, se analizará los modos y causas a los equipos más críticos, posteriormente, se llevará cabo en los equipos un análisis causa raíz, para finalmente realizar la propuesta de mejoras a los equipos críticos presente en la planta de azufre del mejorador de PETROPIAR.

## **1.2. Objetivos de la Investigación**

### **1.2.1. Objetivo General**

Elaborar una propuesta de mejoras al sistema de compresión la unidad 28 en la planta de azufre del mejorador de PDVSA PETROPIAR

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

1. Describir el contexto operacional del sistema de compresión de la unidad 28.
2. Jerarquizar los equipos del sistema de compresión de la unidad 28 por medio de una matriz de criticidad.
3. Determinar las causas por las cuales se presentan fallas en los equipos críticos del sistema de compresión de la unidad 28 por medio de un análisis de modo y efecto de falla (AMEF)
4. Identificar las raíces físicas, humanas y latentes de los equipos críticos de la unidad 28 de la planta de azufre a través de un ACR
5. Proponer mejoras a los equipos críticos del sistema de compresión de la unidad 28.

## **1.3 Justificación**

La incidencia de aquellas situaciones imprevistas que afectan el desempeño adecuado del sistema de compresión perteneciente a la unidad 28 del

mejorador de PDVSA PETROPIAR, generan detenciones no estipuladas a dichos equipos, lo cual afecta considerablemente a la ejecución del proceso de recuperación del azufre, lo que conlleva a una disminución en la producción de azufre, todo esto se traduce en pérdidas en el ámbito económico, partiendo de que los objetivos trazados se están viendo afectados, por ello, PDVSA PETROPIAR, se vio impulsada a realizar un estudio que le permitiera detectar, y disminuir aquellas fallas que afectan los equipos de la unidad 28, todo esto con el fin de garantizar que los equipos funcionen bajo sus niveles de operación adecuados.

Este proyecto ha contribuido a mejorar el desempeño de la gerencia de servicios técnicos, encargada de aplicar los procedimientos necesarios para aumentar la confiabilidad operacional. La implementación continua de mejoras favorecerá la integridad de las operaciones, con el fin de extender al máximo los intervalos entre fallos. Esto no solo protege los activos de la empresa, sino que también contribuye a alcanzar las metas de producción establecidas.

#### **1.4. Generalidades de la empresa PDVSA**

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), es propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera. Cuyo objetivo es explotar los hidrocarburos pertenecientes al estado venezolano, obteniendo de ellos el máximo provecho económico a través de su extracción, transformación y venta, de manera rentable, segura y comprometida con la protección ambiental; con el fin de promover al desarrollo integral del país. Se creó por medio del decreto presidencial el día 30 de agosto de 1975, por la ley orgánica que reserva el estado, la industria y el comercio de los hidrocarburos. La corporación

energética venezolana se convirtió en “PDVSA Petróleo y gas” en el año 1997, compuesta por tres grandes divisiones, dedicadas a las actividades esenciales del negocio: PDVSA Exploración y Producción, PDVSA servicios, PDVSA Manufactura y Mercadeo.

PDVSA Manufactura y Mercadeo, se ocupa de las actividades de refinación de crudo, así mismo de la manufactura de productos, su comercialización y suministro para el mercado nacional e internacional, así como también, está encargada de comercial el gas natural. PDVSA Posee cuatro plantas mejoradoras la cuales se encargarán de manejar el crudo pesado y extrapesado, estas plantas están referidas a, PETROPIAR, PETROMONAGAS, PETRO SAN FELIX y SINOVENSA, todas están localizadas en el complejo Petroquímico e industrial José Antonio Anzoátegui.

#### **1.4.1. Reseña histórica de PDVSA PETROPIAR**

PETROLERA AMERIVEN S.A. nace en el año 1997, siendo una de las cuatro asociaciones estratégicas que forma PDVSA para la explotación de crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco en el Campo Ayacucho, anteriormente denominado Hamaca, el cual se encuentra ubicado aproximadamente a 200 kilómetros al sur de la Costa del Caribe. En esta sociedad participó PDVSA con un 30 % accionario, CONOCO PHILLIPS con un 40 %, CHEVRON con el 30 % restante; dicha sociedad fue denominada PROYECTO HAMACA, tomando este nombre del área que les fue adjudicada donde se encuentran los yacimientos a explotar.

**PETROLERA AMERIVEN S.A.**, cambia su nombre a **PDVSA PETROPIAR** de acuerdo con el artículo 5200 publicado en gaceta oficial el 26 de febrero de 2007, donde esta pasa a ser una empresa mixta, PDVSA

con 70 % de acciones y CHEVRON con 30 % de acciones. El 1 de mayo de 2007 la empresa se nacionalizó mediante el decreto presidencial, PDVSA toma el control de la empresa y el 1 de enero de 2008 pasó a llamarse PDVSA PETROPIAR.

Actualmente, el área de explotación recibe el nombre de CAMPO AYACUCHO, el cual cuenta con un área de 463,07 km<sup>2</sup> ubicado entre los CAMPOS JUNIN Y CARABOBO como se muestra en la Fig. 1.1 que se muestra a continuación.



**Figura 1.1. Ubicación Faja del Orinoco.**

**Fuente: PDVSA PETROPIAR**

#### **1.4.2. Razón social**

PDVSA PETROPIAR es una empresa mixta localizada en la Faja Petrolífera del Orinoco creada para la explotación, transporte y mejoramiento de 190 mil barriles diarios de crudo extrapesado extraído del Bloque Ayacucho ubicado al sur del estado Anzoátegui.

#### **1.4.3. Ubicación geográfica**

PDVSA PETROPIAR cuenta con una sede principal, la cual está destinada exclusivamente al área administrativa, está localizada en la zona metropolitana del estado Anzoátegui, precisamente en el municipio Urbaneja en el sector Venecia. En cuanto al área operacional se encuentra dentro del complejo industrial petrolero y químico José Antonio Anzoátegui, el cual se ubica en la carretera de la costa entre el municipio Peñalver (Puerto Píritu) y el municipio Bolívar (Barcelona). El mejorador PETROPIAR limita; al norte con PDVSA GAS, al sur con la autopista Gran Mariscal de Ayacucho, por el este con una zona baldía y por la zona oeste con PDVSA PETROMONAGAS. En cuanto al área de producción en la faja petrolífera del Orinoco se ubica en la zona sur del estado Anzoátegui (Ver Fig. 1.2).



**Figura 1.2. Localización geográfica PDVSA Petropiar.**

**Fuente: PDVSA PETROPIAR**

#### **1.4.4. Visión, misión y objetivos de la empresa**

##### **Visión**

Maximizar el valor de la producción mejoramiento de crudo extra- pesado mediante una filosofía operativa libre de incidentes, mejoramiento continuo, y capitalización de oportunidades de crecimiento en un ambiente dinámico de trabajo.

##### **Misión**

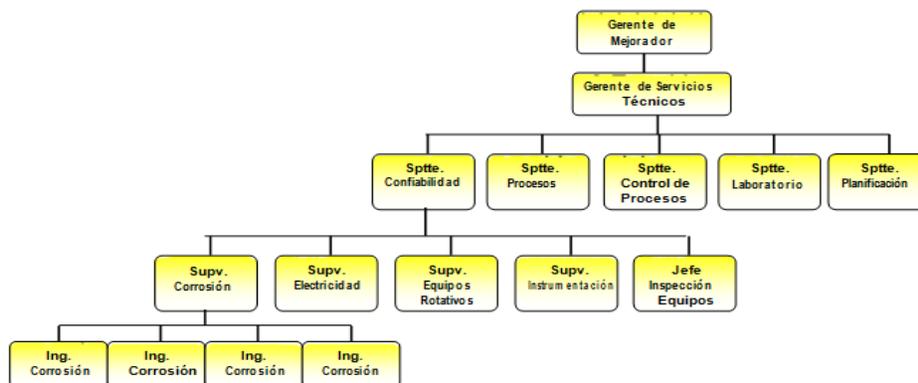
Operar una empresa competitiva reconocida por producir un crudo de alta calidad de forma más segura, confiable, innovadora y rentable con la mayor conciencia ambientalista y socialmente responsable.

## Objetivos

- Extraer, transportar y mejorar 190 mil barriles diarios de crudo extrapesado, contenido en los bloques H y parte del M de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Garantizar en todo momento la seguridad del personal, la integridad y confiabilidad de las instalaciones y la protección del ambiente.
- Ser reconocidos como líderes en lo referente al mercado competitivo.
- Desarrollar y mantener una estrecha relación con la comunidad e instituciones, en las áreas en las cuales opera la empresa.

### 1.4.5. Estructura organizacional de la empresa

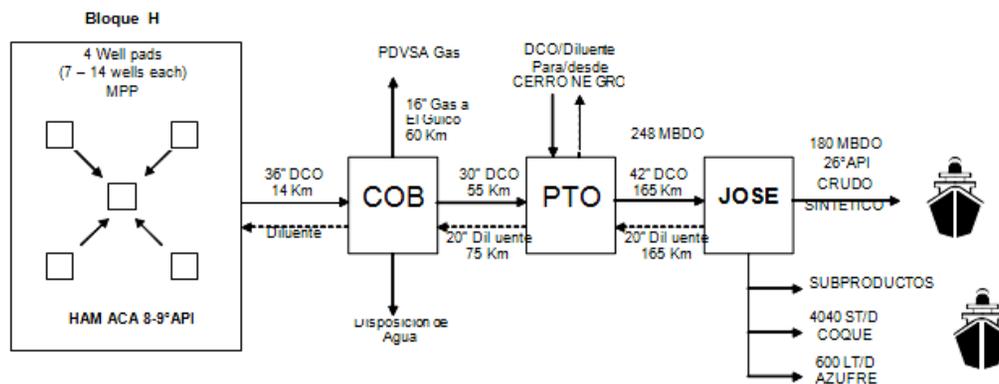
PDVSA PETROPIAR, está constituida por distintas gerencias, que forman parte de la estructura organizacional de la empresa, en la Fig. 1.3, puede ser apreciado el organigrama de la gerencia en la cual se llevó a cabo el trabajo de grado.



**Figura 1.3. Organigrama de la Gerencia de Servicios Técnicos PDVSA PETROPIAR. Fuente: PDVSA PETROPIAR**

### 1.4.6. Proceso Productivo

El crudo extrapesado presente en el mejorador de PDVSA PETROPIAR, es trabajado bajo distintos procesos químicos, que tienen como fin mejorar dicho crudo en un alto porcentaje, este es transportado a través del terminal de almacenamiento y embarque de crudo en Jose (TAEJ), es llevado hasta los buques, que son los encargados de transportarlos a las refinerías en el exterior, en la Fig. 1.4, se muestra el esquema de este proceso.



**Figura 1.4. Esquema de Procesos desde la extracción hasta el embarque. Fuente: PDVSA PETROPIAR**

### 1.4.7. Unidades de procesos

El mejorador de crudo perteneciente a PDVSA PETROPIAR, está compuesto por cinco áreas de procesos y servicios, las cuales están encargadas de distintos procesos, con el fin de obtener un crudo sintético de alta calidad y a su vez cuenta con un porcentaje bajo de contaminantes, debido a la extracción de carbono en forma de coque, además de la disminución del azufre como del nitrógeno. Se pueden observar las áreas y unidades de procesos que conforman el mejorador en la Fig. 1.5.

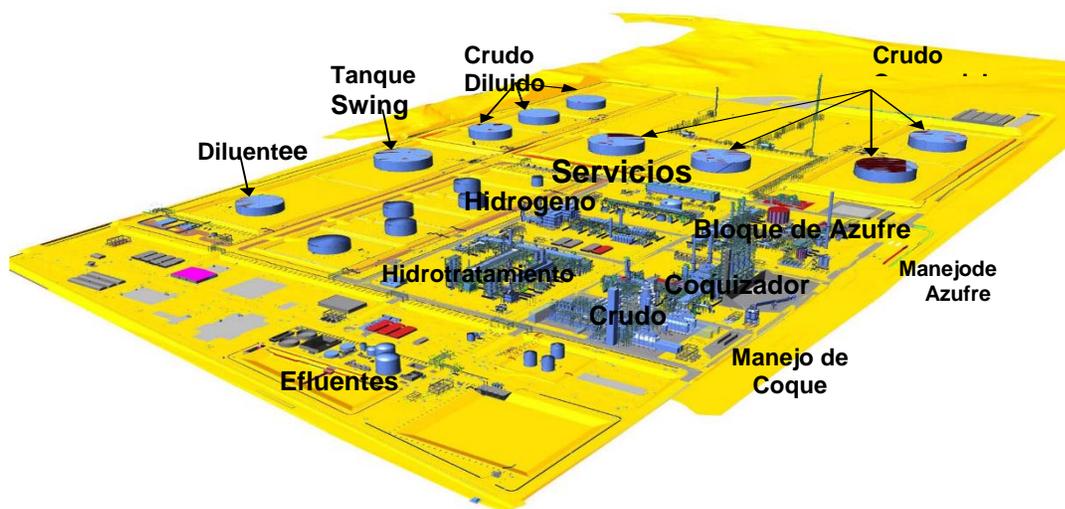


Figura 1.5. Áreas de Procesos del Mejorador.

Fuente: PDVSA PETROPIAR

## CAPÍTULO II

### MARCO TEORICO

#### 2.1. Antecedentes de la Investigación

En la elaboración de este estudio se consultaron diversas fuentes, las cuales sirvieron como base metodológica y documental para el desarrollo de cada uno de los objetivos planteados. Entre las investigaciones relacionadas con la temática abordada se encuentran:

**Velásquez, L. (2022) [1]**, Propuso mejoras a las bombas de exportación de crudo (P-5003-A/B/S). adscritas a Petrocedeño S.A., para ello se describió el contexto operacional de las bombas de cavidad progresiva de exportación de crudo mediante la búsqueda de información con respecto al funcionamiento de los equipos que conforman dicho sistema, luego se ejecutó un análisis de criticidad de las bombas, seleccionando para ello la metodología D.S., posteriormente se aplicó un análisis modo y efecto de falla (AMEF) de los equipos con mayor nivel de criticidad, inmediatamente se realizó un análisis de causa raíz para la identificación de las causas de las fallas en las bombas para ello se usó como herramienta el árbol lógico de fallas y finalmente se elaboró la propuesta de mejoras para las bombas (P-5003-A/B/S). Este trabajo arrojó que el sistema de Bombeo de Cavidad progresiva (BCP), está compuesto por tres equipos y tres componentes, el objeto de estudio se basó en dos equipos y dos componentes, en el momento en que la situación actual fue identificada, se identificó que los planes de mantenimiento diseñados para este sistema no son ejecutados de la manera correcta, ya que se comprobó la falta de mantenimiento preventivos debido a las fallas presentes, por medio del ACR, se conocieron las raíces latentes de mayor importancia que generan problemas en el BCP,

entre ellas están la ausencia de repuestos y la falta de supervisión. Estas propuestas de mejoras brindan un aporte de gran utilidad en cuanto a la implementación del análisis de criticidad, usando la metodología D.S, así como también en el análisis causa raíz.

**Yáñez, H. (2022) [2]**, realizó la propuesta de mejoras a los equipos estáticos críticos de la Unidad de Hidrocraqueo de gasóleos pesados de la planta de hidroprocesos de PETROPIAR. Para ello se diagnosticó la situación actual de los equipos estáticos, posteriormente se jerarquizaron los equipos estáticos usando la matriz DS, luego se determinó las causas por las cuales se presentan las fallas por medio de un AMEF, inmediatamente se identificaron las raíces físicas, humanas y latentes de los equipos críticos y finalmente se propusieron mejoras a los equipos estáticos críticos. Para diagnosticar, la situación actual, en primer lugar, se debió conocer cuáles son los equipos estáticos que conforman la Unidad. El trabajo permitió conocer aquellas fallas que impiden el buen funcionamiento del proceso, por otra parte, los planes de mantenimiento no se cumplen a cabalidad debido a la ausencia de repuestos, una vez ejecutada la jerarquización se apreciaron que los equipos críticos eran los intercambiadores y el horno. El ACR arrojaron aquellas causas que impactan a los equipos críticos, en cuanto a la propuesta de mejoras es necesario sustituir en los intercambiadores los pernos situados en las bridas y en el sistema de sellado, para el horno tienen que ser reemplazados los tubos internos por donde circula el gas combustible y el refractario. Este trabajo basado en la propuesta de mejoras a equipos estáticos sirve como referencia para detectar la situación actual, así como también brinda aportes para la jerarquización de los equipos, también es importante destacar que proporciona conocimiento debido a la implementación del análisis de modo y efecto de las fallas.

**Makkoukdji, A. (2014) [3].** Elaboró una “Propuesta de mejoras a la confiabilidad de equipos dinámicos críticos mediante la metodología de análisis de fallas” en la Planta compresora de gas natural San Joaquín. Para el desenvolvimiento del proyecto se diagnosticó la situación actual de los equipos dinámicos del tren “G” de la Planta, la cual se clasificó en siete sistemas operacionales principales para su estudio; posteriormente se aplica un análisis de criticidad para jerarquizar los equipos críticos perteneciente al sistema dando como resultado tres equipos críticos; seguidamente, se les realizó un análisis de modos y efectos de falla (AMEF) definiendo aquellas fallas funcionales; sucesivamente se determinó a través de un árbol lógico de Fallas las posibles causas que generan los problema en el equipo de baja presión de la planta; para finalmente, proporcionar estrategias de mantenimiento con el objetivo de incrementar la confiabilidad de los equipos. Se determinó que el tren “G” se encontraba trabajando por debajo de las condiciones de operación optimas, gracias a esto se recomendó estrategias de mantenimiento con lo que se esperaba aumentar la confiabilidad operacional. Se emplea este trabajo como apoyo en cuanto al análisis de criticidad, así como análisis de modos y efectos de falla (AMEF).

## **2.2. Fundamentos Teóricos**

Los fundamentos teóricos constituyen el pilar fundamental de una investigación, ya que proporcionan el marco conceptual y estructura metodológica para el análisis de los resultados. Sin una base teórica sólida, cualquier investigación, análisis o estudio carecería de validez y rigor científico. Por tal motivo, a continuación, se exponen las bases teóricas que sustentan este trabajo, las cuales son esenciales para su correcta interpretación

### **2.2.1 Planta de Recuperación de Azufre**

Una planta de recuperación de azufre es una instalación industrial especializada que se encarga de procesar gases ácidos que contienen sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ) para recuperar azufre elemental de alta pureza [4]. Estas plantas son fundamentales en la industria petrolera y de gas natural para cumplir con regulaciones ambientales estrictas al reducir las emisiones de azufre a la atmósfera. Utilizan tecnologías avanzadas como el proceso Claus, que implica la oxidación y conversión catalítica del  $\text{H}_2\text{S}$  y  $\text{SO}_2$  para producir azufre elemental. En este proceso, el gas ácido se somete a una serie de etapas que incluyen la combustión del  $\text{H}_2\text{S}$  para formar azufre elemental, seguido de la recuperación y purificación del azufre. La eficiencia de recuperación de azufre en una planta de este tipo puede alcanzar hasta el 98%, lo que la convierte en un componente crucial para la gestión ambiental y la producción sostenible en la industria del petróleo y el gas. Además, estas plantas pueden tener un impacto significativo en la reducción de emisiones contaminantes y en la producción de azufre elemental de alta calidad para diversos usos industriales. En resumen, una planta de recuperación de azufre es una instalación técnica y especializada que desempeña un papel vital en la reducción de emisiones de azufre y la producción de azufre elemental de alta pureza en la industria petrolera y de gas natural. [5]

### **2.2.2. Proceso Claus**

El proceso Claus es un método ampliamente utilizado para recuperar azufre elemental a partir de gases ácidos que contienen principalmente ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ). Este proceso es fundamental para la protección del medio ambiente, ya que evita la emisión de gases nocivos a la atmósfera.

El proceso Claus implica la oxidación incompleta de  $\text{H}_2\text{S}$  a  $\text{SO}_2$ , que luego reacciona para formar azufre elemental. Debido a que la reacción está

limitada termodinámicamente, se realiza en tres etapas. Después de cada etapa, se extrae el azufre, lo que permite una alta conversión global. El gas ácido de alimentación se quema en el quemador principal con aire de combustión para oxidar parcialmente el  $H_2S$ . Esta etapa ocurre a alta temperatura en la cámara de combustión para descomponer el amoníaco presente en el gas ácido de alimentación y oxidar los hidrocarburos. La fase térmica incluye el enfriamiento del gas de proceso en una caldera de recuperación de calor residual que genera vapor a media presión (MP), seguido por el enfriamiento en el condensador de azufre, que genera vapor a baja presión (LP). Se retira el azufre del condensador de azufre y el gas de proceso se envía a dos etapas catalíticas en serie. En cada etapa, el gas de proceso se recalienta, se envía a un reactor catalítico y los productos de la reacción se enfrían en pasos separados en el condensador de azufre. En la Fig. 2.1, se observa el proceso de recuperación de azufre previamente descrito. [6]

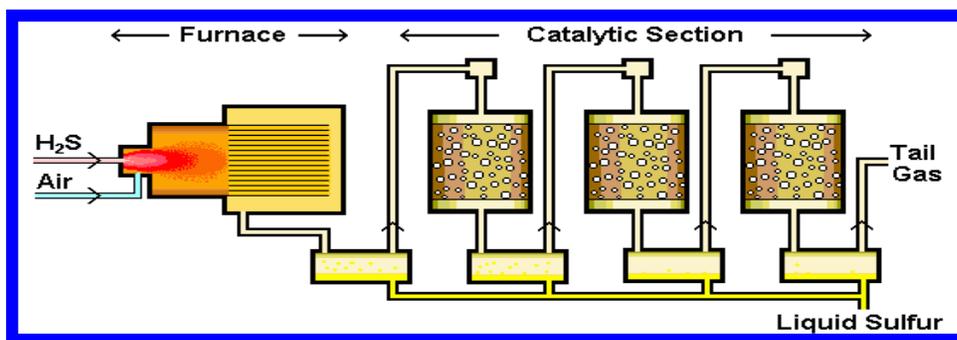


Figura 2.1. Proceso de recuperación de azufre.

Fuente: PDVSA PETROPIAR

### **2.2.3. Compresor**

Un compresor es un dispositivo mecánico que aumenta la presión de un fluido, como aire o gas, al reducir su volumen. Funciona mediante la compresión del fluido, lo que incrementa su densidad y presión. Los compresores se utilizan en una amplia variedad de aplicaciones industriales, comerciales y domésticas para generar aire comprimido, que es esencial para alimentar herramientas neumáticas, sistemas de refrigeración, sistemas de aire acondicionado, entre otros. Existen diferentes tipos de compresores, como los de pistón, de tornillo, centrífugos y scroll, cada uno con sus propias características y aplicaciones específicas. Los compresores pueden ser accionados por motores eléctricos, diesel o de gasolina, y su diseño varía según la aplicación y la capacidad requerida.

Un compresor de aire se utiliza en una planta de recuperación de azufre para suministrar el aire primario necesario en el horno reactor, así como para el suministro de oxígeno necesario para la combustión de los productos de desecho. En este contexto, el compresor de aire desempeña un papel fundamental al proporcionar el aire comprimido requerido para los procesos de recuperación de azufre, garantizando un funcionamiento eficiente y óptimo de las operaciones. Además, el compresor de aire también puede utilizarse para suministrar aire al quemador utilizado para calentar el lecho de arena, lo que contribuye a mantener las condiciones adecuadas para los procesos de la planta de recuperación de azufre. [7]

#### **Funcionamiento**

El principio fundamental de un compresor se basa en la disminución del volumen del fluido a través de un espacio confinado. Esta reducción volumétrica se logra mediante el movimiento de elementos mecánicos, como pistones, paletas o tornillos que comprimen el gas atrapado en su interior.

#### **2.2.4. Tipos de compresores**

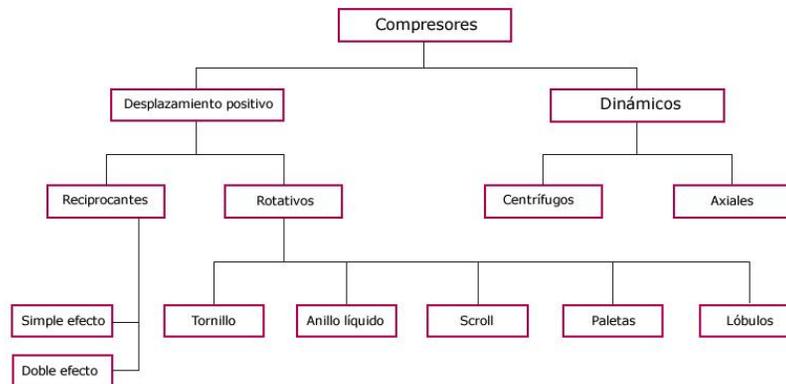
Existen diversos tipos de compresores, clasificados principalmente según el principio mediante el cual comprimen el aire. En la Fig. 2.2 se muestran las dos categorías principales: compresores de desplazamiento positivo y compresores dinámicos

- **Compresor de desplazamiento positivo**

Los compresores de aire de desplazamiento positivo son aquellos que atrapan un volumen fijo de aire y luego reducen el volumen para aumentar su presión. El proceso de compresión se logra mediante componentes mecánicos, tales como, pistones, tornillos, paletas o rotores. Estos compresores proporcionan un flujo continuo y constante de aire comprimido, lo que los hace adecuado para las aplicaciones que requieren un suministro de aire constante.

- **Dinámicos**

El compresor de aire dinámico es aquel cuyo principio de funcionamiento está basado en la aceleración molecular. El aumento de la presión no se produce, como en el caso de los compresores de desplazamiento positivo, por la disminución de volumen, sino mientras el aire o gas fluye. Este tipo de compresor el aire se impulsa a una gran velocidad y se descarga a través de unos difusores. Es ahí donde la energía cinética se transforma en presión estática, este tipo de compresor trabaja a presión constante. [7].



**Figura 2.2. Tipos de compresores. Fuente: Airpresa.**

### 2.2.5. Sopladores de Aire (Blowers)

Los sopladores de aire son equipos industriales que funcionan mediante la aspiración del aire por el lado de succión del equipo. Los rotores y los impulsores rotan, lo que lleva al aire a presurizarse y ser liberado. Existen dos tipos principales de sopladores de aire: los de desplazamiento positivo y los de técnica centrífuga. Los sopladores de desplazamiento positivo funcionan atrapando un cierto volumen de aire y forzándolo contra la presión del sistema, estos sopladores albergan dos rotores que giran en direcciones opuestas, introduciendo aire en el soplador y limitándolo a áreas estrechas entre los rotores y la carcasa del soplador. La bolsa de aire se mueve alrededor de los rotores y la carcasa del ventilador hacia el lado de salida, donde la línea de descarga iguala la presión del aire. Por otro lado, los sopladores de técnica centrífuga funcionan introduciendo el aire en el centro de un impulsor giratorio y dividiéndolo entre las aspas del impulsor. A medida que el impulsor gira, el aire se acelera y se propaga en la carcasa del soplador, donde se ralentiza para crear presión. [8].

En resumen, los sopladores desempeñan un papel importante en una planta de recuperación de azufre, proporcionando el aire de reacción necesario para el proceso de recuperación catalítica de azufre y

suministrando aire de combustión a los hornos asociados. Además, los sopladores de baja presión son ideales para la recuperación de azufre y la incineración/oxidación térmica en la industria del refinado de petróleo, ayudando a eliminar el dióxido de azufre de los gases de combustión y cumplir con los requisitos gubernamentales para reducir las emisiones.

### 2.2.6. Mantenimiento

El mantenimiento, consiste en aquellas actividades que permiten mantener un equipo, sistema o instalaciones en condiciones operativas, de tal manera que cumpla con la función para la cual fue diseñado o asignado y también permite restablecer dicha condición cuando es perdida. El mantenimiento no solo se limita a tareas técnicas. En la actualidad, este concepto abarca también aspectos administrativos, esenciales para garantizar el correcto funcionamiento de cualquier sistema, un buen plan de mantenimiento es fundamental para extender la vida útil de los equipos y sistemas, reducir costos operativos, mejorar seguridad y eficiencia, evitar averías y paradas no programadas, para finalmente garantizar productos y servicios de calidad. En la Fig. 2.3, se muestran los tipos de mantenimiento.[9]

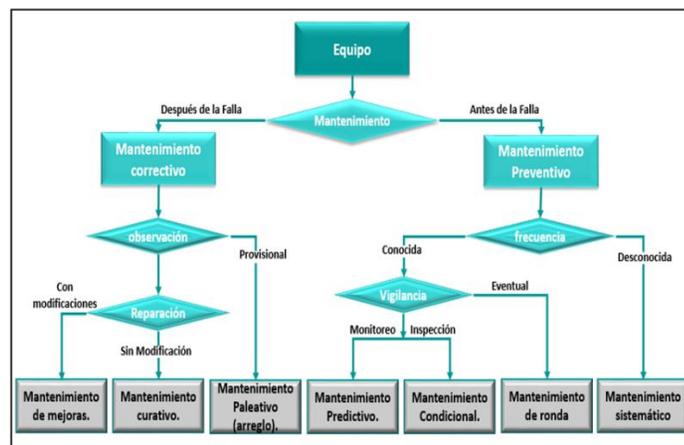


Figura 2.3. Tipo de Mantenimiento. Fuente: Suárez, D. y Bravo, D (2008).

### **2.2.7. Mantenimiento Preventivo**

Son aquellas actividades las cuales son planificadas en cuanto a inspección, detección y prevención de fallas, cuyo objetivo es mantener los equipos bajo condiciones específicas de operación, se ejecuta a frecuencias dinámicas, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, condiciones operaciones y la historia de fallas de los equipos. **[10]**

Las principales ventajas del mantenimiento preventivo son:

- Reducción de fallas.
- Mayor vida útil de los equipos.
- Ahorro de costos.
- Mejora en la seguridad.
- Optimización de los recursos.

Entre las desventajas del mantenimiento preventivo están:

- Implica una gran inversión inicial para diagnósticos.
- Se requiere una mayor cualificación laboral para analizar datos.
- Requiere alineación en la empresa para realizar la gestión y análisis.

**[11]**

### **2.2.8. Mantenimiento Correctivo**

Son aquellas actividades realizadas después que ocurre una falla. El objetivo de este tipo de mantenimiento consiste en llevar los equipos después de una falla a sus condiciones originales, por medio de restauración o reemplazo de componentes o partes de equipos, debido a desgastes, daños o roturas, este tipo de mantenimiento se puede planificar, pero no programar. **[9]**

Las ventajas del mantenimiento correctivo:

1. Las soluciones a fallas de equipos suelen estar documentadas, lo que facilita la solución del problema.
2. Máximo aprovechamiento de la vida útil de los equipos.

3. No es necesario sustituir el equipo por uno nuevo para seguir con la producción.

Desventajas del mantenimiento correctivo:

1. Las averías ocurren de manera imprevista y afecta la producción.
2. Riesgo de fallas de elementos de difícil adquisición.
3. El tiempo de reparación de la falla puede ser prolongado.

### **2.2.9. Planificación de Mantenimiento**

La planificación de mantenimiento es el diseño de programas de actividades de mantenimiento, distribuidas en el tiempo, con una frecuencia específica y dinámica que permite mantener los equipos en operación para cumplir con las metas de producción preestablecidas por la organización.

La gestión de mantenimiento es un proceso cíclico que se inicia con la planificación, la cual tiene como función preparar la ejecución de los trabajos, consiguiendo la participación de todos los recursos necesarios y resolviendo todos los problemas que puedan afectar su eficiente ejecución. [12]

### **2.2.10. Tareas de Mantenimiento**

Representan aquellas labores que contribuyen a la toma de decisiones para prevenir una consecuencia de falla. Para que una tarea de mantenimiento sea viable depende de tanto de la tarea, como de las características de la falla. La clasificación de las tareas es la siguiente:

- Tareas a Condición: Están fundamentadas en el hecho de que una amplia cantidad de fallas no se producen de manera abrupta, sino que emergen progresivamente durante un lapso operacional. Se mantiene

- la operatividad de los equipos siempre que estos cumplan con los parámetros de rendimiento predefinidos.
- Tareas cíclicas de reacondicionamiento: Consta de reparaciones en intervalos fijos a un elemento, independientemente de su condición en ese momento.
- Tareas de sustitución cíclica: Tienen como finalidad sustituir un equipo o componentes a frecuencias determinadas, independientemente de su estado en ese momento, la frecuencia de este tipo de tareas depende de la vida útil de los elementos.
- Tareas “A falta de”: Son aquellas que se realizan, si no, pueden encontrarse tareas preventivas apropiadas.

#### **2.2.11. Plan de Mantenimiento**

Es un documento que detalla los procedimientos requeridos para preservar la funcionalidad de los equipos, esto incluye especificaciones con respecto a la identificación de la orden de trabajo, la localización del equipo, así como también, la periodicidad de las intervenciones, el personal asignado, la estimación temporal y real de la actividad y las notas relevantes sobre las acciones ejecutadas, todo esto con la finalidad de asegurar que los equipos permanezcan en un estado óptimo de operación y prevenir interrupciones no planificadas. [13]

#### **2.2.12. Contexto Operacional**

De acuerdo con la Norma SAE JA 1011, Criterios de Evaluación para Procesos de Mantenimiento Centrados en Confiabilidad, basa su definición del contexto operacional como las circunstancias bajo las cuales se espera que opere el activo físico o sistema. A partir de este axioma se debe tener en cuenta todos los elementos y condiciones donde el activo estará entregando

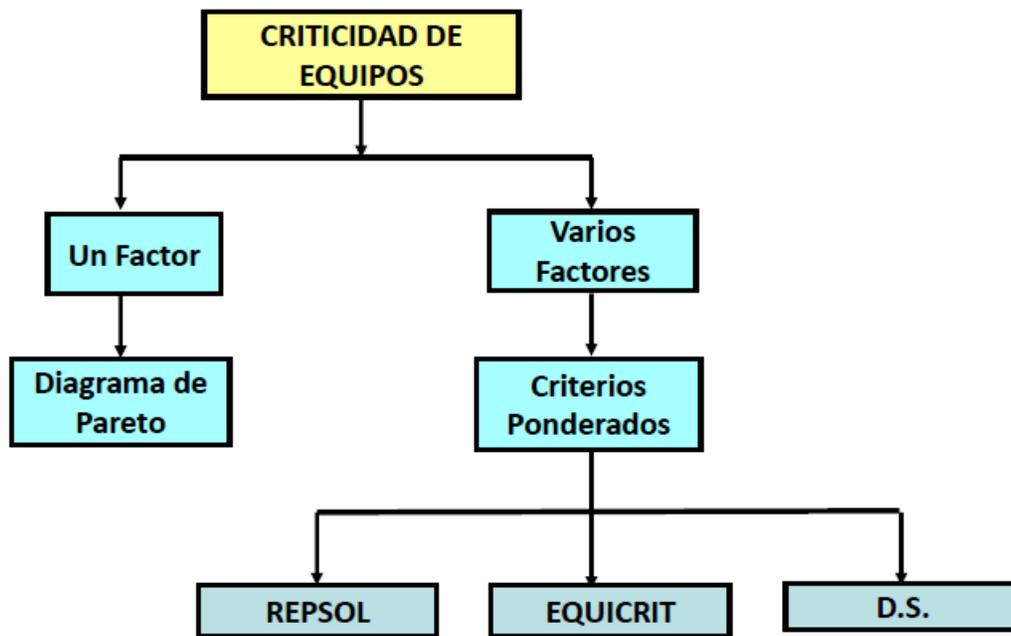
la demanda solicitada a lo largo de su ciclo de vida; es por ello que tener y mantener actualizado un registro y documentación de los escenarios a afrontar, forman parte fundamental de la continuidad operacional de las empresas.

Los profesionales y técnicos en ocasiones pasan desapercibidos el análisis del contexto operacional y van directamente a buscar alguna falla que esté relacionada o proyectada desde la perspectiva del mantenimiento. Por el contrario, cada vez que se aplique algún análisis en cualquier equipo o sistema que se relacione con la pérdida de la función, incluyendo sus estándares de desempeño, se debe abordar uno o varios elementos de su contexto operacional, lo mismo debe ser aplicable cuando se aborda alguna metodología de análisis de confiabilidad o riesgo, el análisis del contexto operacional debe estar presente. [9]

### **2.2.13. Análisis de Criticidad**

Consiste en una metodología que permite clasificar y priorizar sistemas, instalaciones y equipos en función de su impacto global. El objetivo es facilitar la toma de decisiones estratégicas y eficientes, enfocando el esfuerzo y los recursos en las áreas donde su efecto sea más significativo. Al realizar el análisis de criticidad se obtiene una lista ponderada con todos los elementos del universo analizado, ordenados desde el más crítico hasta el menos crítico. Esta clasificación se divide en tres zonas: alta criticidad, mediana criticidad y baja criticidad. Conocer estas zonas facilita el diseño de estrategias para realizar estudios o proyectos que mejoren el desempeño de la organización. Se priorizarán las aplicaciones en los procesos o elementos con mayor índice de criticidad.

El análisis de criticidad es aplicable a cualquier conjunto de procesos, plantas, sistemas, equipos y/o componentes que requieran ser jerarquizados en función de su impacto en el proceso. Entre sus áreas comunes de aplicación se encuentran: mantenimiento, inspección, materiales y repuestos, y disponibilidad de instalaciones y equipos. En la Fig. 2.4. se aprecian algunos de los tipos de metodología para determinar la criticidad de equipos. [9]

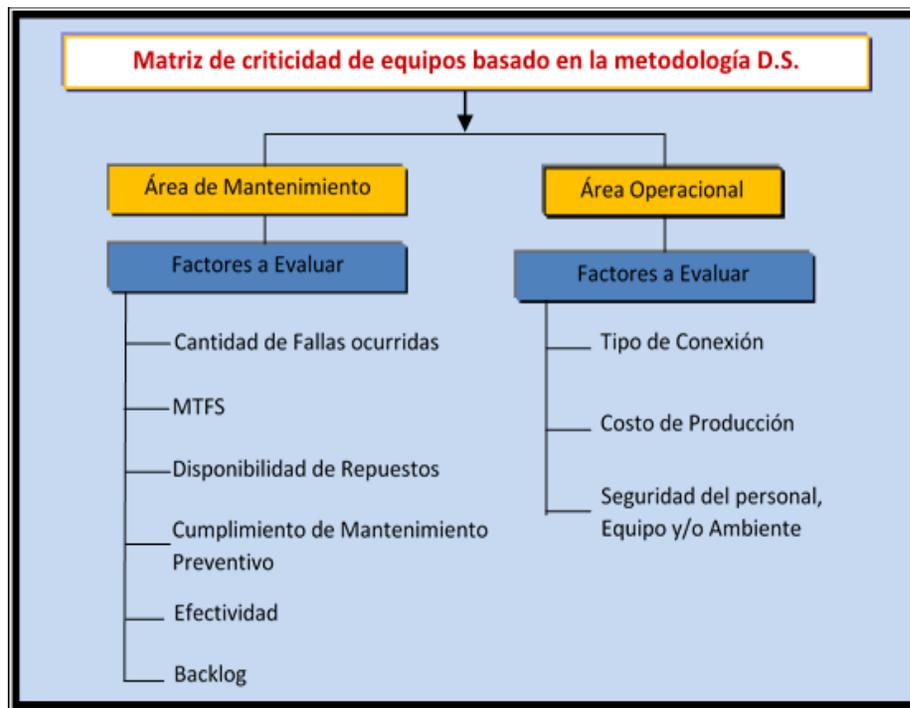


**Figura 2.4 Metodologías utilizadas para determinar la criticidad de equipos. Fuente: Suárez, D. y Bravo, D (2008) [9].**

#### **2.2.14. Análisis de Criticidad Basado en la Metodología D.S.**

Esta metodología permite establecer la jerarquía o prioridades de equipos, generando una estructura que facilita la toma de decisiones, orientando el

esfuerzo y los recursos en áreas donde sea más importante o necesario mejorar. El objetivo de este procedimiento, está dirigido a ofrecer una herramienta que ayude a la determinación de la jerarquía de equipos de una planta, que permita manejarla de manera controlada y en orden de prioridades. En la Fig. 2.5, se puede observar a través de un esquema aquellos factores que conforman la matriz de criticidad implementados por la metodología D.S., esta metodología se divide en dos áreas de estudio que son la operacional y la de mantenimiento.



**Figura 2.5. Factores a Evaluar Aplicando la Metodología D.S.**

**Fuente: Suárez, Diógenes (2015)**

- **En cuanto el Área de Mantenimiento:**

**Cantidad de fallas ocurridas (F):** Se refiere al número de veces que un equipo falla en un determinado tiempo.

**Tiempo promedio fuera de servicio (TPFS):** Es el tiempo en que el equipo no se encuentra operando debido a fallas funcionales hasta que el equipo vuelva a ser puesto en marcha.

**Disponibilidad de Repuestos (DR):** No es más que la relación que existe entre la cantidad satisfecha (número de veces que se ha solicitado repuesto y hubo entrega), con respecto a la cantidad demandada (número de veces que se han solicitado repuestos y hubo entrega o no del mismo).

**Cumplimiento del mantenimiento preventivo (CMP):** Es la relación entre las órdenes de trabajo ejecutadas con respecto a las emitidas.

**Efectividad (E):** Refleja el porcentaje de las horas de aprovechamiento real del equipo para la producción con respecto a las horas disponibles.

**Backlog (B):** Indica la cantidad de trabajo pendiente por realizar en un periodo determinado en función de las horas disponibles.

- **En cuanto al área operacional**

**Tipo de conexión:** Es el enlace que existe entre equipos para la producción, las cuales pueden ser en serie, paralela o mixta.

**Costo de producción (CP):** Son los desembolsos que se realizan por acciones de operaciones y mantenimiento.

**Seguridad industrial, ambiente y la higiene ocupacional (SIAHO):** Hace énfasis en las consecuencias que puede generar una falla sobre la seguridad personal, el medio ambiente y los equipos.

En la Tabla 2.1, se puede observar la matriz de criticidad, ponderaciones de cada parámetro, y la ecuación 2.1 (ecuación de criticidad).

**Tabla 2.1. Matriz de Criticidad de Equipos Basado en la Metodología D.S. Fuente: Confima & Consultores. (2015).**

MATRIZ DE CRITICIDAD				
REALIZADO POR:		EVENTO DE CONTROL N°:		
AREA:		UNIDAD:		
EQUIPO		TAG:		
ÁREA DE MANTENIMIENTO				
FACTOR A EVALUAR	CRITERIOS	PONDERACIÓN	CRITERIO ELEGIDO	PUNTOS
1) Cantidad de Fallas en el periodo evaluado	1a) $0 \leq F \leq 6$	1		
	1b) $6 < F < 12$	2		
	1c) $F \geq 12$	3		
2) Tiempo Promedio fuera de servicio en el periodo evaluado (MTFS) en horas	2a) $MTFS \leq 4$	1		
	2b) $4 < MTFS < 8$	2		
	2c) $MTFS \geq 8$	3		
3) Disponibilidad de repuestos en el periodo evaluado (DR)	3a) $DR \geq 80\%$	1		
	3b) $50 \leq DR < 80\%$	2		
	3c) $DR < 50\%$	3		
4) Cumplimiento de mantenimiento preventivo (CMP)	4a) $75\% \leq CMP \leq 100\%$	1		
	4b) $50\% \leq CMP < 75\%$	2		
	4c) $0\% \leq CMP < 50\%$	3		
5) Efectividad ( E )	5a) $E \geq 80\%$	1		
	5b) $50 \leq E < 80\%$	2		
	5c) $E < 50\%$	3		
6) Backlog (B) semanas	6a) $0 \leq B \leq 2$	1		
	6b) $2 < B \leq 5$	2		
	6c) $B > 5$	3		
<b>TOTAL DE PUNTOS OBTENIDOS EN EL ÁREA DE MANTENIMIENTO (ΣA.M.)</b>				
ÁREA OPERACIONAL				
7) Tipo de conexión	7a) Sistema Paralelo	1		
	7b) Sistema Combinado	2		
	7c) Sistema Serie	3		
8) Seguridad industrial, ambiente e higiene ocupacional (SIAHO)	8a) Sin consecuencia	1		
	8b) Efecto Temporal	2		
	8c) Efecto Permanente	3		
9) Costos de Producción	9a) Igual a la meta	1		
	9b) Menor a la meta	2		
	9c) Mayor a la meta	3		
<b>TOTAL DE PUNTOS OBTENIDOS EN EL ÁREA OPERACIONAL (ΣA.O.)</b>				
<b>% CRITICIDAD DEL EQUIPO = <math>[K_1 * (\Sigma A.M.) + K_2 * (\Sigma A.O.)] * 100</math></b>				

Mediante la ecuación 2.1, se puede realizar el cálculo de criticidad para los equipos pertinentes:

$$\text{Criticidad del equipo} = [K_1 * (\Sigma A.M.) + K_2 * (\Sigma A.O.)] * 100 \quad (2.1)$$

)



Donde:

**$\Sigma A.M.$** : Sumatoria de los puntos del área de Mantenimiento.

**$\Sigma A.O.$** : Sumatoria de los puntos del área de Operaciones.

**$K_1$** : **0,0270**; Constante del área de mantenimiento.

**$K_2$** : **0,0555**; Constante del área operacional.

La constante  $K_1$  varía si la cantidad de parámetros del área de mantenimiento aumenta o disminuye, de igual manera sucede con la constante  $K_2$ , pero relacionado con los parámetros del área de operaciones. Esto dado a que dichas constantes garantizan que el resultado obtenido mediante la ecuación 2.1, no exceda el 100%. Dependiendo del resultado se dictamina si el equipo es crítico, para ello se usa la Tabla 2.2.

**Tabla 2.2. Clasificación de la Criticidad. Fuente: Confirma & Consultores (2015)**

Evaluación Obtenida	Criticidad del Equipo
	No Crítico ( $32 \leq$ Ponderación Total $< 50\%$ )
	Semi-Crítico ( $50 \leq$ Ponderación Total $< 70\%$ )
	Crítico (Ponderación Total $\geq 70\%$ )

### 2.2.15. Análisis de modo y efecto de falla (AMEF)

El Análisis de Modo y Efectos de Fallas (AMEF) es una técnica proactiva de análisis de riesgos utilizada para identificar, evaluar y prevenir fallas potenciales en un sistema, proceso o producto. Se basa en la identificación de los diferentes modos de falla que pueden ocurrir, sus causas y efectos, y la evaluación de su criticidad.

Objetivos del análisis de modo y efecto de falla:

- Identificar y prevenir fallas potenciales: El objetivo principal del AMEF es identificar las posibles fallas que pueden ocurrir en un sistema, proceso o producto antes de que ocurran. Esto permite tomar medidas preventivas para evitar que las fallas se manifiesten y causen daños o pérdidas.
- Evaluar la criticidad de las fallas: El AMEF no solo identifica las posibles fallas, sino que también evalúa su criticidad. Esto se hace mediante la asignación de valores a la probabilidad de ocurrencia, la severidad de la falla y la capacidad de detección.
- Priorizar acciones de mejora: El AMEF permite priorizar las acciones de mejora en función de la criticidad de las fallas. Esto ayuda a enfocar los recursos en las áreas donde se puede obtener el mayor impacto en la confiabilidad y seguridad del sistema. [14]

El análisis de modo y efectos de falla, es considerado analítico debido a que detecta y minimiza problemas, entre los elementos más relevantes del AMEF se encuentran:

**Falla:** Es un acontecimiento imprevisto que afecta el desempeño de un activo.

**Actividad:** No es más que la labor que realiza un activo en un proceso establecido.

**Modo de falla:** Es el acontecimiento que puede causar alguna falla de un activo, sistema o proceso.

**Falla funcional:** Se describe como el incumplimiento de una función o incapacidad para satisfacer los estándares o parámetros de operación requerido, esta puede ocurrir de manera parcial o total.

En la Tabla 2.3 Se observa el formato usado para llevar a cabo el análisis de modos y efectos de fallas (AMEF)

**Tabla 2.3. Formato para llevar a cabo el AMEF. Fuente: Confima & Consultores (2015)**

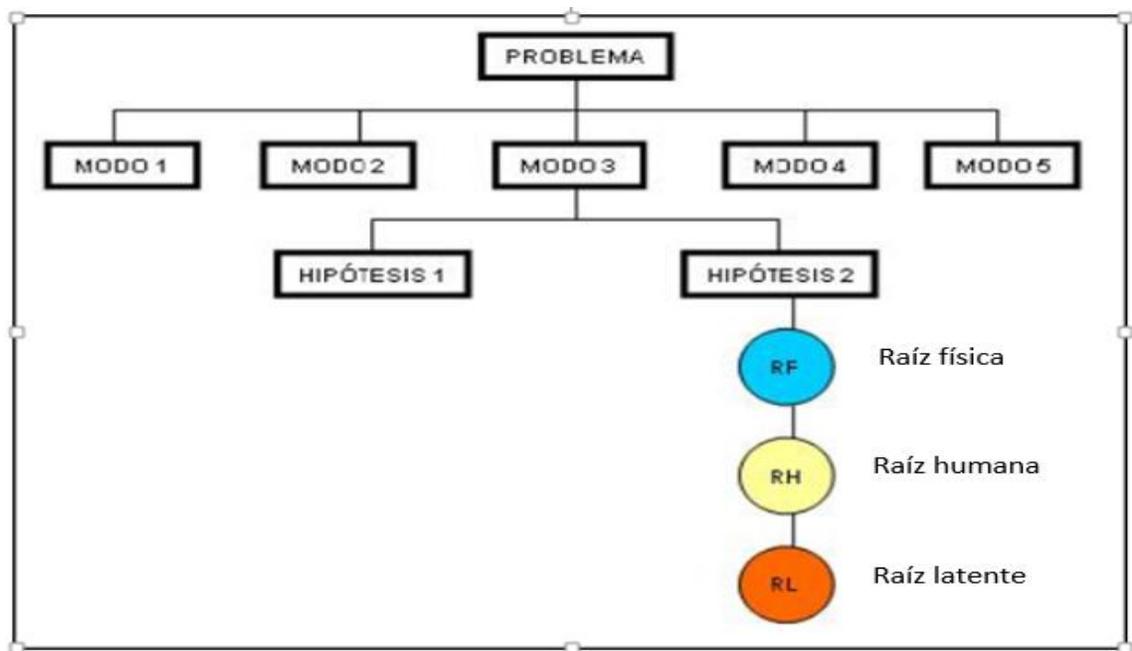
Hoja de Información	SISTEMA:		Realizado por:	Fecha	Hoja 1 / 1
	SUB-SISTEMA / Equipo:		Revisado por:	Fecha	
FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA (CAUSA)	EFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLA)		
1	A	1 2 3			
	B	1 2			

### 2.2.16. Análisis Causa Raíz (ACR)

El Análisis Causa Raíz (ACR) es una metodología orientada a la resolución de problemas. Se basa en un razonamiento deductivo (lógico) que parte del problema y busca identificar las causas que lo originan, es decir, avanza de lo general a lo específico. Define al sistema como un conjunto de elementos interconectados por vínculos con el objetivo de alcanzar metas específicas dentro de un marco de limitaciones predefinidas. Al mismo tiempo, conceptualiza la falla como una condición que interrumpe la continuidad o secuencia de un proceso o sistema dinámico. La falla es el resultado de una serie de eventos, y cada evento tiene una o más causas raíz. Por ello, es necesario estudiar el sistema en su totalidad para considerar todos los elementos, factores y condiciones que contribuyen al desarrollo de la falla.

El objetivo fundamental del ACR es determinar el origen de una falla, su frecuencia de aparición y el impacto que genera. Esto se logra mediante un estudio profundo de los factores, condiciones, elementos y otros aspectos que podrían originarla, con la finalidad de mitigarla o eliminarla por completo una vez implementadas las acciones correctivas sugeridas por el análisis. [15].

En la Figura 2.6. se muestra la estructura del árbol lógico, el cual es uno de los instrumentos para ejecutar el análisis de causa raíz de fallas en equipos.



**Figura 2.6. Esquema del Árbol Lógico. Fuente: Confima & Consultores. (2015).**

- **Niveles del árbol lógico de fallas**

- Problema o falla funcional: Representa el primer nivel del árbol lógico de fallas, es el motivo por el cual el problema está siendo analizado.
- Modo: Representa el segundo nivel del árbol lógico, no es más que los motivos por el cual ha ocurrido el problema.
- Hipótesis: Son aquellas suposiciones que se originan al dar respuesta a la interrogante “¿Por qué sucedió el modo de falla?”.

- **Tipos de causa raíz**

- Físicas: Son aquellas causas de falla que envuelven materiales o cosas tangibles.
- Humanas: Se deben a la intervención inapropiada del ser humano.
- Latentes: Son las fallas que ocurren debido a la falta o deficiencia que presenta una organización o proceso.

En cuanto a los beneficios que brinda la aplicación del análisis de causa raíz se tiene:

- Reducción de la cantidad de fallas.
- Aumento de producción.
- Cumplimiento de metes y entregas justo a tiempo.
- Aumento de confiabilidad y disponibilidad de equipos industriales.
- Disminución de los costos de reparación y penalización al ser identificados y corregidos las fallas críticas. **[16]**

## CAPÍTULO III

### MARCO METODOLÓGICO

En este apartado, será presentada la estructura metodológica que guiará el desarrollo del trabajo de grado, serán descritos aquellos aspectos importantes, tales como, tipo de investigación, técnicas, métodos y pasos, implementados para la realización del trabajo de investigación.

#### 3.1 Nivel de investigación

##### 3.1.1. Según la estrategia

De acuerdo a la estrategia, se considera una investigación mixta, debido a que se implementaron las siguientes investigaciones:

- **Investigación documental**, puesto que se basó en una exhaustiva recopilación de datos provenientes de las inspecciones realizadas a los equipos del sistema de compresión de la unidad de recuperación de azufre. Se analizaron informes técnicos, manuales de operación, fotografías y diagramas de flujo, lo que permitió obtener una visión integral del estado actual de los equipos.
- **Investigación de campo**, debido a la información recolectada a través de la observación directa de los equipos, recopilación de datos y la realización de entrevistas con el personal técnico y operacional de la planta, lo cual permitió identificar los problemas recurrentes y establecer una línea base.

### **3.1.2. Según su propósito**

Con base en los resultados de la investigación, esta se clasifica como aplicada, debido a que se utilizaron conocimientos teóricos del área de mantenimiento, ajustándolos al contexto de las actividades que los equipos del sistema de compresión estudiados.

### **3.1.3 Según el nivel de conocimiento**

Se realizó una investigación descriptiva la cual permitió conocer el estado de los equipos y las distintas causas de fallas, lo que consistió en la descripción, registro e interpretación de las fallas más impactantes y las hipótesis asociadas, para ello, se utilizaron las técnicas de inspección visual, entrevistas no estructuradas al personal que opera los equipos y documentos relacionados con los equipos pertenecientes a la unidad de recuperación de azufre del mejorador de crudo de PDVSA PETROPIAR.

## **3.2 Población y muestra**

Como la población y la muestra es la misma se habla de la unidad de análisis la cual está constituida por los equipos del sistema de compresión de la unidad 28 de la planta de azufre, el cual está constituido por tres (3) compresores centrífugos y dos (2) sopladores de aire.

## **3.3 Técnicas de investigación**

Con el propósito de desarrollar el presente trabajo, se llevó a cabo una exhaustiva recopilación de datos relacionados con las actividades de planificación y ejecución del mantenimiento, además de la revisión bibliográfica con el objetivo de construir una base sólida sobre la cual formular propuestas de mejora para la problemática estudiada, para concretar lo antes expuesto, se implementaron las siguientes técnicas:

### **3.3.1 Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

- **Observación directa**

Consistió en la observación directa de los equipos en funcionamiento en la unidad de estudio. A través de visitas programadas, se recopilaron datos relevantes, lo cual permitió obtener una visión detallada del estado actual de los equipos y sus condiciones operativas

- **Entrevistas no estructuradas**

Esta técnica consistió en la realización de entrevistas no estructuradas y de carácter informal para recopilar información cualitativa a partir de conversaciones con el personal involucrado en la planificación, operación y mantenimiento de los equipos. Esta metodología flexible permitió explorar en profundidad las percepciones y experiencias de los entrevistados, obteniendo así una comprensión más rica del contexto. Estas entrevistas permitieron obtener información esencial para la elaboración del trabajo.

### **3.3.2. Técnicas de procesamiento y análisis de datos**

Una vez recopilada toda la información necesaria, fueron implementadas un conjunto de técnicas con el objetivo de facilitar la clasificación y análisis de la información:

- **Contexto Operacional**

Inicialmente se conformó un equipo natural de trabajo (ENT), mediante reuniones con el personal de PETROPIAR, cuya experiencia y conocimiento del funcionamiento de los equipos fue fundamental para el proyecto, los integrantes fueron seleccionados de acuerdo a su cargo y experiencia en su área específica. A continuación, fueron especificadas las condiciones de operación del sistema de compresión de la unidad 28 de recuperación de azufre, la situación de los componentes y su modo de operación. Para ello,

se revisaron manuales operaciones, los procedimientos para la ejecución de actividades, se llevó a cabo la observación directa y se entrevistaron al personal con mayor conocimiento en el área.

- **Elaboración de gráficas, Tablas y Figuras**

Para facilitar la explicación y el análisis de los resultados en la unidad 28 de recuperación de azufre, se usó diversos tipos de gráficas, Figuras, Tablas, entre otros.

- **Análisis de Criticidad**

Se implementó esta técnica puesto que facilitó jerarquizar los equipos que tienen mayor influencia en el ámbito operacional, de seguridad y ambiental. La metodología usada fue la D.S, para obtener el nivel de criticidad de cada equipo de la unidad 28 de la planta de azufre.

- **Análisis de Modo y Efectos de Falla (AMEF)**

Esta estrategia fue utilizada, ya que permitió identificar y evaluar los modos de falla de los equipos, además de que facilitó el análisis de cada uno de los componentes del sistema de compresión de la unidad de recuperación de azufre, esto contribuyó a la realización de las propuestas de mejoras a dichos equipos.

- **Análisis Causa Raíz (ACR)**

Esta técnica de análisis, contribuyó a detectar las causas de índole humano, físicas o latentes que generar fallas en los equipos de mayor criticidad de la unido 28 de la planta de azufre de PETROPIAR.

### **3.4 Etapas de la Investigación**

A lo largo de esta parte, se detalló aquellas fases necesarias para concretar los objetivos planificados:

#### **Etapa I: Revisión Bibliográfica**

En el desarrollo de esta parte, se realizó la búsqueda de toda la información concerniente al sistema de compresión, mediante, manuales facilitados por la empresa, así como también, se recopiló datos a través de entrevistas no estructuradas, revisión de artículos científicos, con esta información se logró conocer el funcionamiento de los equipos, con el que se elaboró el diagnóstico del sistema de compresión.

#### **Etapa II: Descripción del contexto operacional del sistema de compresión de la unidad 28 de la planta de azufre.**

Para la descripción del contexto operacional del sistema de compresión de la unidad 28 de la planta de azufre, con el fin de llevar a cabo un diagnóstico preciso e identificar las posibles problemáticas en el área de estudio, se emplearon diversas técnicas de investigación. Estas incluyeron la observación directa de los equipos en funcionamiento, la realización de entrevistas informales con el personal técnico para recopilar información relevante sobre variables de proceso y condiciones de diseño. Para ello, se llevó a cabo un estudio detallado de los equipos que componen dicha unidad, el cual tuvo como objetivo principal comprender el funcionamiento de los equipos, así como el proceso en el que están involucrados y evaluar su estado actual. El análisis detallado de estos aspectos permitió obtener una visión integral del sistema de compresión de la unidad 28, identificando posibles áreas de mejora y optimización. Gracias a esta metodología de estudio, se logró obtener una perspectiva clara y detallada del

funcionamiento de la unidad, sentando las bases para futuras mejoras y optimizaciones en el sistema de compresión.

**Etapa III: Jerarquización de los equipos del sistema de compresión de la unidad 28 por medio de una matriz de criticidad.**

En esta fase, se ejecutó un estudio de carácter técnico, lo que permitió jerarquizar los distintos equipos de la unidad de recuperación de azufre, mediante el uso de un análisis de criticidad, facilitó la determinación de aquellos equipos que necesitaban una investigación más profunda, con los cuales se dirigieron aquellos esfuerzos necesarios para socavar dichas fallas y mejorar la condición de dichos equipos. Con el uso la metodología D.S., se evaluó de manera cuantitativa y empleo la data de información variada, ya que contaba con factores que especifican la situación operacional y de mantenimiento de los equipos.

**Etapa IV: Determinación de las causas por las cuales se presentan fallas en los equipos del sistema de compresión de la unidad 28 por medio de un AMEF.**

En esta etapa se identificaron las fallas potenciales de los equipos críticos con el objetivo de conocer los modos de falla y sus efectos en la unidad de recuperación de azufre, iniciando desde el contexto operacional, se definió la función para la que están diseñados los equipos, se identificaron las fallas funcionales, las formas en que fallan y las consecuencias de cada tipo de falla. Estos aspectos formar parte del análisis de modo de falla y efectos (AMEF). Para la recopilar información para la investigación, se implementó un formato específico.

**Etapa V: Identificación de las raíces físicas, humanas y latentes de los equipos críticos de la unidad 28 de azufre por medio de un ACR.**

Para detectar las raíces físicas, humanas y latentes, se utilizó el análisis de causa raíz, con la finalidad de encontrar las verdaderas causas de las fallas más críticas de los equipos del sistema compresión, además, se implementó la técnicas del árbol lógico de fallas, para elevar el nivel de comprensión del problema que se estudió, se determinaron las posibles causas, lo que facilitó la recopilación de información asociada a esta. La data obtenida sirvió como ayuda para buscar aquellas acciones que ayudaran a mitigar las fallas recurrentes en los equipos de la unidad de recuperación de azufre.

**Etapa VI: Propuesta de mejoras a los equipos críticos del sistema de compresión de la unidad 28.**

En esta etapa se establecieron propuestas para mejorar el funcionamiento de los equipos críticos de la unidad 28 de la planta de azufre. Estas propuestas tienen como objetivo reducir las fallas y optimizar el aprovechamiento de los equipos, lo que a su vez incrementará la productividad.

**Etapa VII: Redacción y presentación del trabajo de grado**

Durante esta fase, se redactó el trabajo final detallando el proceso seguido en las etapas anteriores de forma concreta y objetiva. Se consideraron las normas de redacción, transcripción, estilo, organización y presentación establecidas por las normas UDO para garantizar calidad y coherencia del trabajo.

## CAPÍTULO IV

### DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

#### **4.1. Descripción del contexto operacional del sistema de compresión de la unidad 28 de recuperación de azufre.**

##### **4.1.1. Descripción del proceso de recuperación de azufre**

En la planta de refinación de crudo de PETROPIAR, el crudo pesado es llevado a una forma más liviana y negociable con un contenido reducido de azufre. En cuanto al proceso, se convierte el azufre en ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ), que es recuperado principalmente en absorbentes de amina para minimizar las emisiones de azufre a la atmósfera. La solución de amina rica se regenera en la unidad 24 (Regeneradora de amina), la cual produce un gas rico en ácido sulfhídrico, que alimenta a la unidad 28 encargada de la recuperación de azufre donde el ácido sulfhídrico se convierte en azufre elemental. Otro elemento indispensable para este proceso es el agua agria, la cual se satura con ácido sulfhídrico y amoníaco ( $NH_3$ ), esta se produce en las unidades de procesos de la planta de mejoramiento de PETROPIAR, a su vez se exporta a la unidad 26, la cual lleva el nombre de despojador de agua agria, donde el ácido sulfhídrico y el amoníaco, se desprenden como gas agrio y se alimentan a la unidad recuperadora de azufre, es importante destacar que el amoníaco es destruido durante el proceso.

La unidad recuperadora de azufre posee tambores separadores (KO) de gas de alimentación común (Ver Fig. 4.1), los cuales están seguidos de tres trenes paralelos de conversión y desgasificación de azufre, cada tren posee una etapa térmica y dos catalíticas que utilizan la reacción Claus para

convertir el ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) en azufre elemental. Es importante destacar que el azufre es desgasificado de ácido sulfhídrico para contar con un manejo seguro y es bombeado a un tanque de almacenamiento. El aire de combustión para la reacción Claus y el aire de la desgasificación del azufre se proporciona por medio de compresores (28-K-001 A/B/C) operando. La unidad recuperadora de azufre (unidad 28), se integra con la unidad 30 de gas de cola, para lograr 99,9 por ciento de recuperación de azufre en la alimentación a la unidad 28. La unidad de gas de cola tiene un solo tren de equipos. El gas de cola de la unidad 30 se envía de regreso a la unidad recuperadora de azufre donde los rastros de azufre se oxidan con dióxido de azufre ( $SO_2$ ) en un incinerador y se liberan a la atmósfera en concentraciones muy bajas para cumplir con las regulaciones de emisión de azufre. La unidad 28 de recuperación de azufre está ubicada en el bloque de azufre, en el área 30, directamente al oeste de las unidades 24 y 26 del mejorador de crudo de PETROPIAR.

### **Capacidad de la unidad**

La capacidad normal de la unidad recuperadora de azufre es de 600 toneladas (TN) de azufre con 99.9% de recuperación, cada tren Claus tiene una capacidad de diseño de 270 toneladas por día de azufre (TPD) y puede reducirse a 30% de la capacidad de diseño. Esta unidad recuperadora de azufre puede ampliarse a 750 toneladas por día con 99,9% de recuperación usando enriquecimiento de oxígeno del aire de combustión, y a su vez, cada tren puede ampliarse hasta 338 toneladas por día de recuperación de azufre, cabe destacar que esta operación de 750 toneladas por día requiere ciertas modificaciones de algunos equipos y sistemas de la unidad.

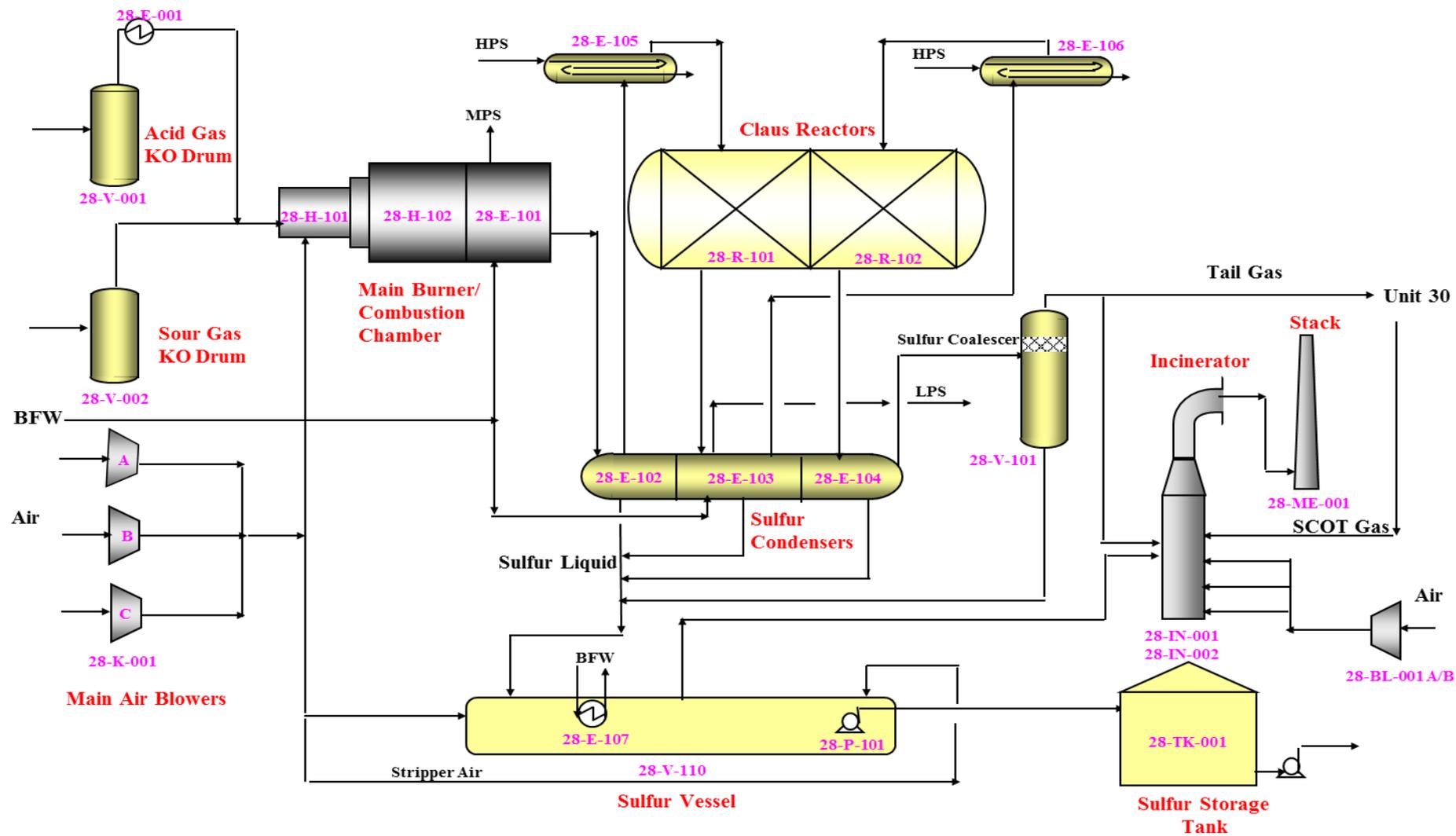


Figura 4.1 Esquema del proceso de producción de la unidad 28 Recuperadora de azufre.

Fuente: PDVSA, PETROPIAR

#### **4.1.2. Secciones principales de la unidad recuperadora de Azufre**

La unidad recuperadora de azufre la conforman los siguientes sistemas:

- Tambores separadores (KO) de Gas de Alimentación Común.
- Suministro de Aire de Combustión.
- Sección Claus.
- Almacenamiento y Desgasificación de Azufre.
- Incineración de Gas de Cola.

##### **4.1.2.1. Tambores separadores (KO) de Gas de Alimentación Común**

El gas ácido de amina de la unidad 24 alimenta al tambor separador (KO) de gas ácido de amina 28-V-001 (Ver Fig. 4.2), el cual tiene como función separar el agua en suspensión e impedir que los líquidos lentos entren a la fase térmica de la sección Claus. El gas ácido de amina es calentado en el precalentador de gas de alimentación ácido de amina 28-E-001 hasta una temperatura de 285 °F (140,55 °C), para luego dirigirse hacia los tres trenes idénticos de la sección Claus. El gas ácido de amina es calentado por dos motivos, el primero, para que la temperatura de la cámara de combustión sea lo bastante alta para la destrucción del amoníaco, y segundo, para prevenir la formación de sales de bisulfuro de amonio, cuando el gas ácido de amina se combina con el gas agrio de la unidad 26. En las Tablas 4.1 y 4.2 se muestra la ficha técnica tanto del precalentador como del tambor separador de gas ácido.



**Figura 4.2. Tambor separador de Gas Acido de Amina (28-V-001).**

**Fuente: Propia.**

**Tabla 4.1. Características Técnicas del Tambor Separador de Gas Ácido de Amina. Fuente: Propia**

Características Técnicas	
Servicio	Tambor separador de gas ácido
Identificación (PDVSA PETROPIAR)	28-V-001
Fabricante	RainbowC.A
Tipo de Recipiente	Vertical
Año de Fabricación	2001
Diámetro	60 Pulg
altura	275 pulg
Material	Acero al carbono

**Continuación de la Tabla 4.1. Características Técnicas del Tambor  
Separador de Gas Ácido de Amina. Fuente: Propia**

Temperatura MIN/MAX	-20/500 °F
Peso	9350 Lbs
Fluido del Gas	Normal (58794) Max(73493) Lb/H
Densidad	0.149 Lb/Pie <sup>3</sup>
Peso Molecular	33.6 Lb/LbMol

**Tabla 4.2. Características Técnicas del Precaentador. Fuente: Propia**

<b>Características Técnicas</b>	
Servicio	Precaentador
Identificación (PDVSA PETROPIAR)	28-E-001
Fabricante	VAN DAM
Año	2003
Área	678,2 Pie <sup>2</sup>
Orientación	Horizontal
Temperatura de Entrada Lado Carcasa	120 °F
Temperatura de Salida Lado Carcasa	285 °F
Presión de Entrada Lado Carcasa	12,9 Psig
Presión de Salida Lado Carcasa	12,9 Psig
Temperatura de Entrada Lado Tubo	358 °F
Temperatura de Salida Lado Tubo	193 °F
Presión de Entrada Lado Tubo	135 Psig
Presión de Salida Lado Tubo	135 Psig
Fluido que Pasa Por la Carcasa	Gas Ácido de Amina
Fluido que Maneja la Tubería	Vapor de Media Presión y Condensado

El gas Ácido de la unidad 26 despojadora de agua agria, entra en el tambor separador (KO) de gas SWS 28-V-002 (Ver Fig. 4.3 y la Tabla 4.3, donde se refleja características técnicas). Con el objetivo de separar el agua en suspensión y evitar que el líquido entre en la fase térmica de la sección Claus. Se calienta el vapor del tambor y del conducto asociado para mantener una temperatura mínima de 180 °F (82,22 °C), para prevenir la formación de sales de bisulfuro de amonio, lo cual puede causar corrosión excesiva y obstrucción en la línea. Los flujos rastreados de gas agrio del tambor separador (KO) de gas SWS van hacia los tres trenes del Claus. Estos líquidos de cada tambor separador se entregan a la unidad 26 despojadora de agua agria usando bombas separadas, la bomba de gas ácido de amina condensado 28-P-001 y la bomba de gas SWS condensado 28-P-002.



**Figura 4.3. Tambor separador de Gas Agrio (28-V-002). Fuente: Propia.**  
**Tabla 4.3. Características Técnicas del Tambor Separador de Gas Agrio.**  
**Fuente: Propia**

<b>Características Técnicas</b>	
Servicio	Tambor separador de gas agrio
Identificación (PDVSA PETROPIAR)	28-V-002
Fabricante	RainbowC.A
Tipo de Recipiente	Vertical
Año de Fabricación	2001
Diámetro	40 Pulg
altura	216 pulg
Material	Acero al carbono
Temperatura MIN/MAX	-20/440 °F
Peso	4910 Lbs
Fluido del Gas	Normal (17133 Max (21416) Lb/H
Densidad	0.096 Lb/Pie <sup>3</sup>
Peso Molecular	23.8 Lb/LbMol

#### **4.1.2.2. Suministro de Aire de Combustión Común**

El aire de combustión para la oxidación parcial del ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S), se encuentra en la sección Claus, el cual es proporcionado por los compresores de aire principal 28-K-01A/B/C (Ver Fig. 4.4). Cada compresor se diseñó para el 50% del caudal de flujo de aire requerido. Normalmente dos de los tres compresores se encuentran operando mientras que el tercero se encuentra en espera, igualmente, estos compresores también proporcionan el aire para la desgasificación del azufre. La Tabla 4.4, detalla las características de funcionamiento de los compresores.



**Figura 4.4. Compresores de aire principal (28-K-01A/B/C).**

**Fuente: Propia.**

**Tabla 4.4. Características Técnicas de los Compresores de Aire Principal. Fuente: Propia**

<b>Características Técnicas</b>	
Servicio	Compresor de Aire
Identificación (PDVSA PETROPIAR)	28-K-001 A/B/C
Fabricante	LAMPSON
Año	2002
Área	1455 Pie <sup>2</sup>
Peso	38154 Lb
Presión de Succión	14,7 Psig
Presión de Descarga	26,7 Psig
Flujo de Aire	87780 Lb/H
Motor	SIEMENS
Potencia del Motor	1500 HP

**Continuación de la Tabla 4.4. Características Técnicas de los  
Compresores de Aire Principal. Fuente: Propia**

Velocidad de Giro	3600 RPM
Orientación	Horizontal
Serial	A14424-01

**4.1.2.3. Sección Claus**

La sección Claus está formada por tres trenes idénticos, los cuales son independientes. Normalmente, se encuentran operando todos los trenes, estos cuentan con la capacidad suficiente para que dos de dichos trenes puedan operar al 90% de lo normal. El gas ácido de amina y el gas despojador de agua agria (gas agrio), son mezclados y exportados hacia el quemador principal 28-H-101 (Ver Fig. 4.1), donde la alimentación total de gas ácido se oxida parcialmente con el aire de combustión que proporcionan los compresores de aire principales. El quemador se encarga de mezclar el aire de combustión completamente con el gas ácido de alimentación, con la finalidad de que cuando se encienda, los hidrocarburos y el amoníaco en la alimentación sean destruidos (oxidados). En cuanto a la corriente de aire de combustión al quemador principal, es controlada con precisión para oxidar un tercio del ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) a dióxido de azufre ( $SO_2$ ), para que se produzca la máxima conversión de ácido sulfhídrico a azufre elemental. Las características del quemador principal, se muestra en la Tabla 4.5, y en la Fig. 4.5, se observa el conjunto quemador principal, cámara de combustión y caldera de recalentamiento residual.



**Figura 4.5. Conjunto Quemador Principal, Cámara de Combustión y Caldera de Calentamiento Residual.**

**Fuente: Propia.**

**Tabla 4.5. Características Técnicas del Quemador Principal.**

**Fuente: Propia**

<b>Características Técnicas</b>	
Servicio	Quemador Principal
Identificación (PDVSA PETROPIAR)	28-H-101/201/301
Fabricante	LD Duiker B.V.
Año	2003
Peso	37445 Lb
Cantidad de Aire (MAX/MIN)	64713/14700 (Lb/H)
Temperatura de Aire (MAX/MIN)	240/230 °F
Contenido de Agua del Aire	2,69 vol%
Contenido de Oxígeno del Aire	20,39 %

**Continuación de la Tabla 4.5. Características Técnicas del Quemador  
Principal. Fuente: Propia**

Cantidad de Gas Ácido (MAX/MIN)	42709/7940 (Lb/H)
Temperatura del Gas Ácido(MAX/MIN)	253 /246 °F
Presión de entrada del Gas Ácido	1 Psig
Peso Molecular del Gas Ácido	30,7 Lb/Lbmol
Peso Molecular del Aire	28,7
Temperatura en la Cámara de Combustión	1800-2550 °F
Presión en la Cámara de Combustión	0,15 Psig

Los gases calientes pertenecientes al quemador principal fluyen dentro de la cámara de combustión 28-H-102 (Ver Fig. 4.5), la cual se encarga de mantener el tiempo de permanencia para que ocurran las reacciones. Esta etapa del proceso Claus se llama fase térmica e incluye la caldera de calentamiento residual 28-E-101 (Ver Fig. 4.6). Donde entre el 60 y el 70 % de la conversión de ácido sulfhídrico a azufre elemental se lleva a cabo en la fase térmica. Los productos de la reacción son enfriados parcialmente en el tubo lateral de la caldera de calentamiento residual 28-E-101, generando vapor de media presión en las paredes. Seguidamente, los productos de la reacción o gases de proceso se enfrían nuevamente en el tubo lateral del primer condensador de Azufre 28-E-102/202/302, generando vapor de baja presión en las paredes, el azufre líquido es condensado y drenado por medio de la gravedad a través del sello de azufre externo y el embudo al recipiente de azufre 28-V-110. En las Tablas 4.6, 4.7 y 4.8, se observan las características

técnicas de la cámara de combustión, caldera de calentamiento residual y del primer condensador de azufre, respectivamente.

**Tabla 4.6. Características Técnicas de la Cámara de Combustión.**

**Fuente: Propia**

<b>Características Técnicas</b>	
Servicio	Cámara de Combustión
Identificación (PDVSA PETROPIAR)	28-H-102/202/302
Fabricante	LD Duiker B.V.
Año	2003
Peso	131498 Lb
Presion	50 Psig
Temperatura	3200 °F
Temperatura del Gas de Proceso (Max /Min)	2550 / 1800 °F
Temperatura del Gas Ácido (Max/Min)	2750/2280 °F
Flujo de Gas de Proceso del Quemador	104147 Lb/H
Densidad del Gas de Proceso	0,0227 Lb/Pie <sup>3</sup>



**Figura 4.6. Caldera de Calentamiento Residual. Fuente: Propia.**

**Tabla 4.7. Características Técnicas de la Caldera de Calentamiento Residual. Fuente: Propia**

Características Técnicas	
Servicio	Caldera de Calentamiento
Identificación (PDVSA PETROPIAR)	28-E-101/201/301
Fabricante	IL SUNG
Año	2003
Área	6582 Pie <sup>2</sup>
Orientación	Horizontal
Temperatura de Entrada Lado Carcasa	225 °F
Temperatura de Salida Lado Carcasa	369 °F
Presión de Entrada Lado Carcasa	156 Psig
Presión de Salida Lado Carcasa	156 Psig
Temperatura de Entrada Lado Tubo	2,701 °F
Temperatura de Salida Lado Tubo	635 °F

**Continuación de la Tabla 4.7. Características Técnicas de la Caldera de Calentamiento Residual. Fuente: Propia**

Presión de Entrada Lado Tubo	9,8 Psig
Presión de Salida Lado Tubo	8.8 Psig
Flujo de Agua de Entrada a la Carcasa	94,744 Lb/H
Flujo de Vapor de Salida de la Carcasa	90,007 Lb/H
Densidad del Vapor a la Entrada de Lado Tubo	0,021 Lb/Pie <sup>3</sup>
Densidad del Vapor a la Salida de Lado Tubo	0.064 Lb/Pie <sup>3</sup>

**Tabla 4.8. Características Técnicas del Primer Condensador de Azufre. Fuente: Propia**

Características Técnicas	
Servicio	1er Condensador de Azufre
Identificación (PDVSA PETROPIAR)	28-E-102/202/302
Fabricante	IL SUNG
Año	2003
Área	5640 Pie <sup>2</sup>
Orientación	Horizontal
Temperatura de Entrada Lado Carcasa	275 °F
Temperatura de Salida Lado Carcasa	310 °F
Presión de Entrada Lado Carcasa	65,1 Psig
Presión de Salida Lado Carcasa	65,1Psig
Temperatura de Entrada Lado Tubo	559 °F
Temperatura de Salida Lado Tubo	354 °F
Presión de Entrada Lado Tubo	8,8 Psig
Presión de Salida Lado Tubo	8 Psig
Flujo de Agua de Entrada a la Carcasa	21,542 Lb/H

**Continuación de la Tabla 4.8. Características Técnicas del Primer  
Condensador de Azufre. Fuente: Propia.**

Flujo de Vapor de Salida de la Carcasa	20,465 Lb/H
Flujo de Azufre a la Salida del Lado Tubo	16,229 Lb/H
Flujo de Vapor a la Entrada del Lado Tubo	104,147 Lb/H
Flujo de Vapor a la Salida del Lado Tubo	87,918 Lb/H

Posteriormente, el gas del proceso no condensado se dirige desde el primer condensador de azufre, hacia el primer recalentador 28-E-105 (Ver Fig. 4.7), ubicado aguas arriba de la primera fase catalizadora, donde el gas de proceso es calentado en la primera pared del recalentador, gracias a la utilización de vapor de alta presión en las paredes del tubo. La temperatura de salida del gas de proceso es controlada para que la conversión de ácido sulfhídrico sea óptima y para aumentar al máximo el disulfuro de carbono ( $CS_2$ ) y la hidrólisis de sulfuro de carbonilo en el reactor Claus 28/R-101. Estos productos, fluyen hacia el segundo condensador de azufre 28-E-103, donde se enfría las paredes del tubo por la generación de vapor de baja presión en las paredes laterales, luego el azufre líquido es condensado y drenado por gravedad por el segundo sello de azufre externo y el embudo hasta el recipiente de azufre.



**Figura 4.7. Recalentador. Fuente: Propia.**



**Figura 4.8. Reactor Claus. Fuente: Propia.**

El gas de proceso del segundo condensador de azufre se dirige al segundo recalentador 28-E-106, ubicado aguas arriba de la segunda fase catalizadora. El gas de proceso se calienta en las paredes laterales del

recalentador usando vapor de alta presión, para lograr una conversión óptima de ácido sulfhídrico en el segundo reactor Claus 28-R-102, estos productos, son llevados al tercer condensador de azufre 28-E-104, donde se enfrían por el vapor de baja presión en las paredes, el azufre es condensado y se drena implementado el mismo recurso de los otros dos condensadores. Es importante destacar, que los gases del proceso del último condensador de azufre son dirigidos al coalescedor de azufre 28-V-101 (Ver Fig. 4.9), donde se unen las gotas en suspensión del azufre (llovizna), el azufre líquido del coalescedor se drena por gravedad a través del cuarto sello de azufre externo y el embudo al recipiente de azufre. En cuanto al gas de proceso del coalescedor de azufre, o el gas de cola Claus, se combinan y normalmente fluyen a la unidad de gas de cola para su procesamiento, en tal caso que la unidad se detenga, el gas de cola se exporta al incinerador 28-IN-002, en el cual todos los compuestos de azufre se oxidan a dióxido de azufre y se descargan a la atmósfera. La caldera de alimentación proporciona agua hacia la pared lateral de los condensadores y hacia la pared lateral de la caldera de calentamiento residual. En las Tablas 4.9 a la 4.13, se muestran los aspectos técnicos correspondiente al primer recalentador, el segundo condensador de azufre, el segundo recalentador, tercer condensador de azufre líquido y el coalescedor de azufre, respectivamente, todo esto siguiendo el orden del diagrama de flujo.



**Figura 4.9. Coalescedor de azufre. Fuente: Propia.**

**Tabla 4.9. Características Técnicas del Primer Recalentador.**

**Fuente: Propia**

<b>Características Técnicas</b>	
Servicio	1erRecalentador
Identificación (PDVSA PETROPIAR)	28-E-105/205/305
Fabricante	DAEKYUNG
Año	2003
Área	1455 Pie <sup>2</sup>
Orientación	Horizontal
Temperatura de Entrada Lado Carcasa	354 °F
Temperatura de Salida Lado Carcasa	444 °F
Presión de Entrada Lado Carcasa	8 Psig

**Continuación de la Tabla 4.9. Características Técnicas del Primer Recalentador. Fuente: Propia**

Presión de Salida Lado Carcasa	7,6 Psig
Temperatura de Entrada Lado Tubo	720 °F
Temperatura de Salida Lado Tubo	484 °F
Presión de Entrada Lado Tubo	570 Psig
Fluido que Pasa Por la Carcasa	Gas de Proceso y Azufre Pulverizado
Fluido que Maneja la Tubería	Vapor de Alta Presión
Flujo que Maneja la Carcasa	87,918 Lb/H
Flujo que Maneja la tubería	2720 Lb/H

**Tabla 4.10. Características Técnicas del Segundo Condensador de Azufre. Fuente: Propia**

Características Técnicas	
Servicio	2do Condensador de Azufre
Identificación (PDVSA PETROPIAR)	28-E-103/203/303
Fabricante	IL SUNG
Año	2003
Área	5640 Pie <sup>2</sup>
Orientación	Horizontal
Temperatura de Entrada Lado Tubo	547 °F
Temperatura de Salida Lado Tubo	342 °F
Presión de Entrada Lado Tubo	6,8 Psig
Presión de Salida Lado Tubo	6,2 Psig
Flujo de Azufre a la Salida del Lado Tubo	7,703 Lb/H
Flujo de Vapor a la Entrada del Lado Tubo	87,918 Lb/H
Flujo de Vapor a la Salida del Lado Tubo	80,215 Lb/H

**Tabla 4.11. Características Técnicas del Segundo Recalentador.****Fuente: Propia**

<b>Características Técnicas</b>	
Servicio	2do Recalentador
Identificación (PDVSA PETROPIAR)	28-E-106/206/306
Fabricante	IL SUNG
Año	2003
Área	742 Pie <sup>2</sup>
Orientación	Horizontal
Temperatura de Entrada Lado Carcasa	342 °F
Temperatura de Salida Lado Carcasa	425 °F
Presión de Entrada Lado Carcasa	6,2 Psig
Presión de Salida Lado Carcasa	7,6 Psig
Temperatura de Entrada Lado Tubo	720 °F
Temperatura de Salida Lado Tubo	484 °F
Presión de Entrada Lado Tubo	575 Psig
Fluido que Pasa Por la Carcasa	Gas de Proceso y Azufre Pulverizado
Fluido que Maneja la Tubería	Vapor de Alta Presión
Flujo que Maneja la Carcasa	80918 Lb/H
Flujo que Maneja la tubería	2720 Lb/H

**Tabla 4.12. Características Técnicas del Tercer Condensador de azufre.**

Fuente: Propia

<b>Características Técnicas</b>	
Servicio	3er Condensador de Azufre
Identificación (PDVSA PETROPIAR)	28-E-104/204/304
Fabricante	IL SUNG
Año	2003
Área	5640 Pie <sup>2</sup>
Orientación	Horizontal
Temperatura de Entrada Lado Tubo	437 °F
Temperatura de Salida Lado Tubo	318 °F
Presión de Entrada Lado Tubo	5,1 Psig
Presión de Salida Lado Tubo	4,5 Psig
Flujo de Azufre a la Salida del Lado Tubo	2,295 Lb/H
Flujo de Vapor a la Entrada del Lado Tubo	80,215 Lb/H
Flujo de Vapor a la Salida del Lado Tubo	77,920 Lb/H

**Tabla 4.13. Características Técnicas del Coalescedor de Azufre.**

Fuente: Propia

<b>Características Técnicas</b>	
Servicio	Coalescedor de Azufre
Identificación (PDVSA PETROPIAR)	28-V-101/201/301
Fabricante	RainbowC.A
Tipo de Recipiente	Vertical
Año de Fabricación	2001
Diámetro	84 Pulg
altura	108 Pulg
Material	Acero al carbono

**Continuación de la Tabla 4.13. Características Técnicas del Coalescedor de Azufre. Fuente: Propia.**

Temperatura MIN/MAX	-20/500 °F
Peso	8890 Lbs
Fluido del Gas	77783 Lb/H
Temperatura de Operación del Gas	316 °F
Presión de Operación del Gas	4.5 Psig
Densidad a Temperatura de Trabajo del Gas	0.055 Lb/Pie <sup>3</sup>
Azufre Líquido	138 Lb/H
Temperatura de Operación	316 °F
Presión de Operación	4.4 Psig
Densidad a Temperatura de Trabajo	14,79 Lb/Gal

**4.1.2.4 Almacenamiento y Desgasificación del azufre**

El azufre líquido perteneciente a los condensadores y el coalescedor cuenta con aproximadamente 300 partes por millón (PPM) de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S). Por medidas de Seguridad, la unidad 32 dedicada a la granulación de azufre, se encarga del azufre líquido, a través del equipo desgasificador instalado en el recipiente de azufre 28-V-110 (Ver Fig. 4.1), se logra disminuir el volumen de ácido sulfhídrico a menos de 10 partes por millón, en cuanto al azufre de los embudos, es dirigido a las paredes laterales del enfriador de azufre 28-E-107, el cual se encarga de disminuir la temperatura del azufre a menos de 300 °F (148,88 °C), dando lugar a la desgasificación óptima. El tubo que envuelve al enfriador de azufre, se inserta en una boquilla dentro del recipiente de azufre, el agua caliente de alimentación de la caldera se dirige a la pared del tubo del enfriador. Las especificaciones técnicas del recipiente de azufre se pueden apreciar en la Tabla 4.14.

**Tabla 4.14. Características Técnicas del Recipiente de Azufre****Fuente: Propia**

<b>Características Técnicas</b>	
Servicio	Recipiente de Azufre
Identificación (PDVSA PETROPIAR)	28-V-110/210/310
Fabricante	RainbowC.A
Tipo de Recipiente	Horizontal
Año de Fabricación	2001
Diámetro	11 Pies
altura	42.5 Pies
Material	Acero al carbono
Temperatura MIN/MAX	-20/500 °F
Peso	73410 Lbs
Material Serpentes de Vapor	Acero al Carbono / Acero Inoxidable
Columnas de Burbuja	Acero al Carbono
Rociadores de Aire	4.5 Psig
Densidad a Temperatura de Trabajo del Gas	0.055 Lb/Pie <sup>3</sup>
Azufre Líquido	138 Lb/H
Temperatura de Operación	316 °F
Presión de Operación	4.4 Psig
Densidad a Temperatura de Trabajo	14.79 Lb/Gal

Por otra parte, los flujos de azufre que salen del enfriador y atraviesan la sección despojadora, la cual consiste en tres columnas de burbujeo, el compresor de aire principal suministra aire a dichas columnas, esta corriente de aire proveniente del compresor principal, son introducidas en el extremo opuesto del recipiente de azufre, este flujo de aire recorre la longitud del

recipiente y da salida al incinerador, mientras se lleva dicho aire desgasificado y el ácido sulfhídrico con él. De esta manera se previene la acumulación de una mezcla explosiva de ácido sulfhídrico en el espacio de vapor del recipiente de azufre. El azufre desgasificado fluye sobre un canal de un sumidero en el recipiente de azufre, donde la bomba 28-P-101, lo bombea sobre el nivel de control a un tanque de almacenamiento de azufre común 28-TK-001, en condiciones de operación normal este tanque resiste tres días de producción de azufre, por último el azufre líquido se bombea mediante la bomba de descarga 28-P-003, que va desde el tanque de almacenamiento de azufre hacia la unidad de granulación, en la cual es enfriado y solidificado para la remoción local de transporte de la planta.

#### **4.1.2.5 Incineración del Gas de Cola**

Durante la operación normal, el rastro de azufre en el gas de cola de la unidad 30 y el gas de salida del recipiente de azufre se oxida a dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ) en el incinerador 28-IN-002 y sale desde una pila de 200 pies de altura 28-ME-001 para cumplir con las regulaciones de emisiones ambientales, como se describió con anterioridad, cuando la unidad de gas de cola se detiene, el gas de cola de la unidad de recuperación de azufre, se dirige hacia el incinerador y por ende se oxida mayor cantidad de azufre, para llevar a cabo este proceso de oxidación, la temperatura de incineración se obtiene de la combustión de gas natural y el aire proporcionado por los sopladores de aire 28-BL-001A/B, esta mezcla para la combustión tiene lugar en el incinerador 28-IN-001, el cual posee por lo menos 1,0% de oxígeno en exceso, de lo contrario el contenido de ácido sulfhídrico sería excesivo. En la Tabla 4.15, se observan las especificaciones técnicas del soplador de aire.



**Figura 4.10. Soplador de Aire. Fuente: Propia.**



**Figura 4.11. Incinerador. Fuente: Propia.**

**Tabla 4.15. Características Técnicas del Soplador de Aire.**

Fuente: Propia

Características Técnicas	
Servicio	Soplador de Aire
Identificación (PDVSA PETROPIAR)	28-BL-001 A/B
Fabricante	LAMPSON
Año	2002
Área	1455 Pie <sup>2</sup>
Peso	38154 Lb
Presión de Succión	14,7 Psig
Presión de Descarga	17,6 Psig
Flujo de Aire	16290Lb/H
Motor	SIEMENS
Potencia del Motor	600 HP
Velocidad de Giro	3600 RPM
Orientación	Horizontal
Serial	A14424-02

#### **4.1.3. Diagnóstico y situación actual del sistema de compresión de la unidad 28 encargada de la recuperación de azufre del mejorador de crudo de PDVSA PETROPIAR**

Antes de realizar el diagnóstico de los equipos que conforman el sistema de compresión, de la unidad 28 de recuperación de azufre, pertenecientes al mejorador de crudo de PDVSA PETROPIAR, es indispensable conocer cuáles son los equipos que forman parte de dicha unidad, de tal manera, se puede apreciar la Tabla 4.16

**Tabla 4.16. Equipos del sistema de compresión de la unidad recuperadora de azufre. Fuente: Propia**

Equipo	Descripción del Equipo	Cantidad
28-K-001 A/B/C	COMPRESOR	3
28-BL-001 A/B	SOPLADOR (BLOWER)	2
28-V-001 28-V-002	TAMBORES SEPARADORES	2
28-H-101/201/301	QUEMADOR PRINCIPAL	3
28-H-102/202/302	CÁMARA DE COMBUSTIÓN	3
28-E-001	PRECALENTADOR	1
28-E-101/201/301	CALDERA DE CALENTAMIENTO RESIDUAL	3
28-E-102/202/302 28-E-103/203/303 28-E-104-204-304	CONDENSADORES	9
28-E-105/205/305 28-E-106/206/306	RECALENTADORES	6
28-E-107/207/307	ENFRIADORES	3
28-R-101/201/301 28-R-102/202/302	REACTORES CLAUS	3
28-V-101/201/301	COALESCEDOR	3
28-V-110/210/310	RECIPIENTES	3
28-TK-001	TANQUE DE ALMACENAMIENTO	1
28-P-001/002/003 28-P-101/201/301	BOMBAS CENTRIFUGAS	6
28-IN-001 28-IN-002	INCINERADOR	1
28-ME-001	CHIMINEA DEL INCINERADOR	1

Tras identificar los equipos de la unidad 28 de recuperación de azufre, es crucial evaluar el estado actual de estos componentes. Para realizar un diagnóstico efectivo, se requirió la consulta de manuales, el análisis de la frecuencia, el tipo y número de fallas que ha impactado en los equipos, así

como entrevistas informales con el personal de los diversos departamentos relacionados con el funcionamiento de la unidad de recuperación de azufre objeto de estudio, este personal es el que conforma el equipo natural de trabajo (ENT).

#### 4.1.3.1. Creación del equipo natural de trabajo

El equipo natural de trabajo está conformado, por el grupo de personas que tienen una vinculación directa con la unidad de recuperación de azufre, perteneciente a la gerencia de servicios técnicos, así como a los departamentos de confiabilidad, inspección, operación y mantenimiento, estos profesionales son los responsables de gestionar la planificación, ejecución, control y seguimiento de los planes en distintos niveles jerárquicos, incluyendo inspectores, analistas, ingenieros de áreas, supervisores y líderes de área. En la Tabla 4.17, se muestra la estructura del equipo natural de trabajo.

**Tabla 4.17. Equipo natural de trabajo. Fuente: Propia**

<b>Cargo</b>	<b>Número de personas</b>
Superintendente de Área	1
Confiabilidad de Parada de Planta	1
Ingeniero de Proceso	1
Confiabilidad de Equipos Rotativos	3
Confiabilidad de Equipos estáticos	2
Control de Procesos	3
Operaciones	1
Planificador de Mantenimiento	2
Pasante	1
<b>Total:</b>	<b>15</b>

#### 4.1.3.2. Diagnóstico y condición actual de los tambores separadores

➤ **Historial de falla de los tambores separadores**

Los tambores separadores de gas de alimentación común no cuentan con un historial de falla, ni de inspecciones, puesto que son considerados, por parte de la gerencia, activos de larga duración.

➤ **Condiciones actuales de los tambores separadores**

Cabe destacar que, aun cuando no se le realizan actividades de mantenimiento preventivo, como indica el fabricante, el tambor separador de gas ácido, así como el de gas agrio, se encuentran en condiciones adecuadas para cumplir con la función para la cual fueron diseñados. Ya que ellos son de bajo mantenimiento.

**4.1.3.3 Diagnóstico y condición actual del suministro de aire de combustión común.**

➤ **Inspecciones Realizadas al sistema de suministro de aire de combustión común (Compresores).**

Dentro de las inspecciones realizadas en el periodo comprendido entre enero de 2024 a diciembre de 2024, por los departamentos que integran la gerencia técnica de PDVSA PETROPIAR, se detectaron las siguientes anomalías:

- Altas vibraciones en las cajas de los rodamientos y motores.
- Desplazamiento axial excesivo.
- Desalineación.
- Elevadas temperaturas.
- Atascamiento del eje.
- Aceite emulsionado.
- Daños en los sellos mecánicos.
- Cables sulfatados.

- Laminas de acoples fracturadas.
- Corrosión en la carcasa.
- Mala lubricación (Lubricantes fuera de especificación).

➤ **Condiciones actuales del sistema de suministro de aire de combustión común (Compresores).**

Los tres compresores que conforman el sistema de suministro de aire para la combustión presentan fallas recurrentes en su funcionamiento, debido a que no se cumple con el plan de mantenimiento establecido por el fabricante, la ausencia de repuestos también limita en gran nivel que estos equipos funcionen de manera adecuada.

**4.1.3.4. Diagnóstico y condición actual de los equipos pertenecientes a la sección Claus.**

➤ **Inspecciones Realizadas a la Sección Claus**

En las inspecciones realizadas en el periodo comprendido de enero de 2024 a diciembre de 2024, por parte de la gerencia técnica de PDVSA PETROPIAR, se detectaron las siguientes anomalías:

- **Quemador Principal:**
  - Daños en la lanza.
  - Desprendimiento de Refractario
  - Incidencia de llama irregular.
  
- **Cámara de Combustión**
  - Daños en el refractario
  - Corrosión en el lado casco.
  
- **Caldera de Calentamiento Residual.**

- Daños en la placa tubular
- Corrosión lado casco
- Corrosión lado tubo
  
- **Reactor Claus**
  - Taponamiento.
  - Corrosión en la carcasa.
  - Instalación de aislamiento inadecuado.
  
- **Recalentadores**
  - Corrosión lado tubo.
  - Corrosión lado Carcasa.
  - Empacadura inadecuada.
  - Fugas Internas.
  
- **Condensadores**
  - Corrosión lado casco.
  - Corrosión lado tubo.
  - Erosión.
  - Fuga por expandido
  
- **Coalescedor**
  - Fugas por bridas.
  - Corrosión Interna.
  - Corrosión en el cuerpo.
  
- **Condiciones actuales de la Sección Claus**

Dos de los tres trenes que conforman la sección Claus presentan irregularidades en su funcionamiento, también presentan algunas manchas y ausencia de pintura en los distintos equipos.

#### **4.1.3.5. Diagnóstico y condición actual de equipos del almacenamiento y desgasificación del azufre**

Los Equipos que conforman el almacenamiento y desgasificación del azufre, no cuentan con un historial de falla, la poca información obtenida con respecto a esta sección fue el resultado de las entrevistas informales realizadas al equipo natural de trabajo y a los operadores de la planta de azufre.

##### **➤ Condiciones Actuales**

Los activos que pertenecen al almacenamiento y desgasificación de azufre operan de manera adecuada, en ocasiones presentan alguna fuga de fluido, pero es reparada con inmediatez.

#### **4.1.3.6. Diagnóstico y condición actual correspondiente a la Sección de Incineración del Gas de Cola.**

##### **➤ Inspecciones realizadas a la Sección de Incineración del Gas de Cola**

- Elevadas temperaturas.
- Incremento de vibración.
- Ajuste indebido en las bridas.
- Ruido excesivo.
- Juego axial del eje.
- Daños en cojinetes.
- Bajos niveles de lubricación.

##### **➤ Condiciones Actuales**

Los sopladores de aires que conforman la etapa de incineración del gas de cola presentan fallas recurrentes, como elevadas temperaturas, incremento de vibración, juego axial del eje, entre otras, lo cual requiere atención y una solución eficaz, estas fallas provocan que las operaciones de estos activos se detengan y el proceso de producción se vea afectado mientras aplican acciones paliativas.

#### **4.1.3.7 Diagnóstico de la Unidad de recuperación de azufre**

Las técnicas implementadas para la recopilación de datos correspondientes a los equipos que son objeto de estudio, dieron como resultado que la unidad 28 destinada a la recuperación de azufre del mejorador de crudo de PDVSA PETROPIAR, experimentan fallas de manera recurrente, como elevadas vibraciones, temperaturas inadecuadas, problemas asociados al aislamiento térmico, especialmente en los equipos que se encargan del suministro de aire para los distintos procesos llevados a cabo dentro de la unidad, es importante destacar que a estos equipos no se les aplica un mantenimiento adecuado, debido a la falta de repuestos, ordenes de reparación, entre otros. Este conjunto de fallas se traduce en pérdidas, ya que la producción de azufre se ve interrumpida.

#### **4.2. Jerarquización de los equipos asociados a la unidad 28 de recuperación de azufre.**

La jerarquización de los equipos que conforman la unidad de recuperación de azufre ubicada en el área 4 del mejorador de crudo de PDVSA PETROPIAR, se llevó a cabo mediante un análisis de criticidad, empleando la metodología D.S. Esta elección se debe a que las características de esta metodología se adaptan mejor al contexto operacional de la unidad, ya que sus factores pueden ser modificados, lo que brinda una mayor flexibilidad. Además, dicha

metodología describe de manera precisa la situación de operación y mantenimiento de los equipos evaluados. Este análisis permitió identificar los equipos críticos para el proceso de recuperación de azufre y establecer prioridades en cuanto a actividades de mantenimiento, para garantizar el funcionamiento óptimo de la unidad y así minimizar los riesgos de fallas y paradas imprevistas.

#### **4.2.1 Metodología D.S**

La metodología D.S, usada para jerarquizar los equipos pertenecientes a la unidad de recuperación de azufre de PDVSA PETROPIAR, requiere una serie de consideraciones, las cuales serán descritas a continuación:

Durante las reuniones con el equipo natural de trabajo, se acordó incluir los equipos de la unidad de recuperación de azufre en el análisis de criticidad. Se estableció un período de evaluación que va desde el mes de enero del año 2024 hasta diciembre del 2024 para recopilar información detallada sobre los equipos. Las entrevistas informales, registros de inspecciones y las encuestas proporcionaron los datos necesarios para aplicar la metodología D.S. Como resultado de estas actividades de recolección de datos, se generaron tablas que muestran los criterios de ponderación utilizados en la matriz de aplicación de la metodología, indicando el nivel de criticidad de cada equipo analizado, los factores que rigen la matriz de la metodología D.S, se dividen en dos áreas las cuales son:

- Área de mantenimiento
  - Cantidad de Fallas ocurridas.
  - Media de tiempo fuera de servicio.
  - Disponibilidad de Repuestos.
  - Cumplimiento de Mantenimiento Preventivo.
  - Efectividad.

- Cantidad de trabajo pendiente por realizar (Backlog).
  
- Área Operacional
  - Tipo de conexión.
  - Costo de Producción.
  - Seguridad del personal, equipo y ambiente.

El análisis de criticidad se llevó a cabo, sobre un reactor Claus, debido a que el otro reactor que está en funcionamiento tiene las mismas características y diagnóstico similar, de igual manera, se tomó la misma consideración con la cámara de combustión, quemadores principales, los condensadores de azufre líquido, el coalescedor, los recalentadores, compresores y sopladores.

En la Tablas 4.18 a la 4.31, se muestran las criticidades de los equipos pertenecientes a la unidad 28. Primeramente, se cuantificó las fallas para el año 2024, en el caso de los tambores separadores (Tabla 4.18), se seleccionó **1a**, ya que el mismo presentó menos de seis fallas de lo informado por el ENT. Luego, para el tiempo MTFS se seleccionó **2b**, esto debido a que normalmente la reparación de cada falla se ejecuta en un lapso menor a ocho horas, a diferencia de que haya ocurrido una falla catastrófica, en cuanto a la disponibilidad de repuesto se seleccionó **3b**, ya que en muchas ocasiones no se cuentan con los repuestos de manera inmediata, en el apartado del cumplimiento de mantenimiento preventivo, se seleccionó **4b**, ya que oscila entre el 50% al 70%, para la efectividad de los tambores separadores el criterio seleccionado fue el **5a**, ya que cuenta con una efectividad por encima del 80%, en cuanto al trabajo pendiente por realizar (backlog) se seleccionó

el criterio 6a, debido a que existe pocas horas de trabajo pendiente por realizar.

**Tabla 4.18. Matriz de Criticidad D.S. a los Tambores Separadores**

**Fuente: Propia**

	MATRIZ DE CRITICIDAD				
	Equipo: Tambores Separadores		Subsistema:		
	Realizado por: Antonio Ladera		Evento de Control:		
<b>ÁREA DE MANTENIMIENTO</b>					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
1) Cantidad de Fallas en el periodo evaluado	1a)	$0 \leq F \leq 6$	1	1a	1
	1b)	$6 < F < 12$	2		
	1c)	$F \geq 12$	3		
2) Tiempo Promedio fuera de servicio en el periodo evaluado (MTFS) en horas	2a)	$MTFS \leq 4$	1	2b	2
	2b)	$4 < MTFS < 8$	2		
	2c)	$MTFS \geq 8$	3		
3) Disponibilidad de repuestos en el periodo evaluado (DR)	3a)	$DR \geq 80\%$	1	3b	2
	3b)	$50 \leq DR < 80\%$	2		
	3c)	$DR < 50\%$	3		
4) Cumplimiento de mantenimiento preventivo (CMP)	4a)	$75\% \leq CMP \leq 100\%$	1	4b	2
	4b)	$50\% \leq CMP < 75\%$	2		
	4c)	$0\% \leq CMP < 50\%$	3		
5) Efectividad ( E)	5a)	$E \geq 80\%$	1	5a	1
	5b)	$50 \leq E < 80\%$	2		
	5c)	$E < 50\%$	3		
6) Backlog (B)	6a)	$0 \leq B \leq 2$	1	6a	1
	6b)	$2 < B \leq 5$	2		
	6c)	$B > 5$	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área de mantenimiento (<math>\Sigma A.M.</math>)</b>					<b>9</b>
<b>ÁREA OPERACIONAL</b>					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
7) Tipo de conexión	7a)	Sistema Paralelo	1	7c	3
	7b)	Sistema Combinado	2		
	7c)	Sistema Serie	3		
8) Seguridad industrial, ambiente e higiene ocupacional (SIAHO)	8a)	Sin consecuencia	1	8b	2
	8b)	Efecto Temporal	2		
	8c)	Efecto Permanente	3		
9) costos de Producción	9a)	Igual a la meta	1	9b	2
	9b)	Menor a la meta	2		
	9c)	Mayor a la meta	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área operacional (<math>\Sigma A.O.</math>)</b>					<b>7</b>
<b>Criticidad del equipo= <math>[0,0278*(9)+0,0555*(7)]*100= 63,15\%</math></b>					

Tabla 4.19. Matriz de Criticidad D.S. a los Compresores

Fuente: Propia

		MATRIZ DE CRITICIDAD			
		Equipo: Compresores		Subsistema:	
		Realizado por: Antonio Ladera		Evento de Control:	
<b>ÁREA DE MANTENIMIENTO</b>					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
1) Cantidad de Fallas en el periodo evaluado	1a)	$0 \leq F \leq 6$	1	1b	2
	1b)	$6 < F < 12$	2		
	1c)	$F \geq 12$	3		
2) Tiempo Promedio fuera de servicio en el periodo evaluado (MTFS) en horas	2a)	$MTFS \leq 4$	1	2c	3
	2b)	$4 < MTFS < 8$	2		
	2c)	$MTFS \geq 8$	3		
3) Disponibilidad de repuestos en el periodo evaluado (DR)	3a)	$DR \geq 80\%$	1	3c	3
	3b)	$50 \leq DR < 80\%$	2		
	3c)	$DR < 50\%$	3		
4) Cumplimiento de mantenimiento preventivo (CMP)	4a)	$75\% \leq CMP \leq 100\%$	1	4c	3
	4b)	$50\% \leq CMP < 75\%$	2		
	4c)	$0\% \leq CMP < 50\%$	3		
5) Efectividad ( E )	5a)	$E \geq 80\%$	1	5b	2
	5b)	$50 \leq E < 80\%$	2		
	5c)	$E < 50\%$	3		
6) Backlog ( B )	6a)	$0 \leq B \leq 2$	1	6b	2
	6b)	$2 < B \leq 5$	2		
	6c)	$B > 5$	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área de mantenimiento (ΣA.M.)</b>					<b>15</b>
<b>ÁREA OPERACIONAL</b>					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
7) Tipo de conexión	7a)	Sistema Paralelo	1	7c	3
	7b)	Sistema Combinado	2		
	7c)	Sistema Serie	3		
8) Seguridad industrial, ambiente e higiene ocupacional (SIAHO)	8a)	Sin consecuencia	1	8b	2
	8b)	Efecto Temporal	2		
	8c)	Efecto Permanente	3		
9) costos de Producción	9a)	Igual a la meta	1	9c	3
	9b)	Menor a la meta	2		
	9c)	Mayor a la meta	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área operacional (ΣA.O.)</b>					<b>8</b>
Criticidad del equipo= $[0,0278*(15) + 0,0555*(8)]*100= 84,90\%$					

Tabla 4.20. Matriz de Criticidad D.S. a los Sopladores

Fuente: Propia

		MATRIZ DE CRITICIDAD			
		Equipo: Sopladores		Subsistema:	
		Realizado por: Antonio Ladera		Evento de Control:	
ÁREA DE MANTENIMIENTO					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
1) Cantidad de Fallas en el periodo evaluado	1a)	$0 \leq F \leq 6$	1	1b	2
	1b)	$6 < F < 12$	2		
	1c)	$F \geq 12$	3		
2) Tiempo Promedio fuera de servicio en el periodo evaluado (MTFS) en horas	2a)	$MTFS \leq 4$	1	2c	3
	2b)	$4 < MTFS < 8$	2		
	2c)	$MTFS \geq 8$	3		
3) Disponibilidad de repuestos en el periodo evaluado (DR)	3a)	$DR \geq 80\%$	1	3c	3
	3b)	$50 \leq DR < 80\%$	2		
	3c)	$DR < 50\%$	3		
4) Cumplimiento de mantenimiento preventivo (CMP)	4a)	$75\% \leq CMP \leq 100\%$	1	4c	3
	4b)	$50\% \leq CMP < 75\%$	2		
	4c)	$0\% \leq CMP < 50\%$	3		
5) Efectividad ( E )	5a)	$E \geq 80\%$	1	5b	2
	5b)	$50 \leq E < 80\%$	2		
	5c)	$E < 50\%$	3		
6) Backlog ( B )	6a)	$0 \leq B \leq 2$	1	6b	2
	6b)	$2 < B \leq 5$	2		
	6c)	$B > 5$	3		
Total de puntos obtenidos en el área de mantenimiento (ΣA.M.)					15
ÁREA OPERACIONAL					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
7) Tipo de conexión	7a)	Sistema Paralelo	1	7c	3
	7b)	Sistema Combinado	2		
	7c)	Sistema Serie	3		
8) Seguridad industrial, ambiente e higiene ocupacional (SIAHO)	8a)	Sin consecuencia	1	8b	2
	8b)	Efecto Temporal	2		
	8c)	Efecto Permanente	3		
9) costos de Producción	9a)	Igual a la meta	1	9b	2
	9b)	Menor a la meta	2		
	9c)	Mayor a la meta	3		
Total de puntos obtenidos en el área operacional (ΣA.O.)					7
Criticidad del equipo= $[0,0278*(15)+0,0555*(7)]*100= 79,35\%$					

Tabla 4.21. Matriz de Criticidad D.S. al Quemador Principal

Fuente: Propia

MATRIZ DE CRITICIDAD					
	Equipo: Quemador Principal		Subsistema:		
	Realizado por: Antonio Ladera		Evento de Control:		
	<b>ÁREA DE MANTENIMIENTO</b>				
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
1) Cantidad de Fallas en el periodo evaluado	1a)	$0 \leq F \leq 6$	1	1a	1
	1b)	$6 < F < 12$	2		
	1c)	$F \geq 12$	3		
2) Tiempo Promedio fuera de servicio en el periodo evaluado (MTFS) en horas	2a)	$MTFS \leq 4$	1	2a	1
	2b)	$4 < MTFS < 8$	2		
	2c)	$MTFS \geq 8$	3		
3) Disponibilidad de repuestos en el periodo evaluado (DR)	3a)	$DR \geq 80\%$	1	3c	3
	3b)	$50 \leq DR < 80\%$	2		
	3c)	$DR < 50\%$	3		
4) Cumplimiento de mantenimiento preventivo (CMP)	4a)	$75\% \leq CMP \leq 100\%$	1	4b	2
	4b)	$50\% \leq CMP < 75\%$	2		
	4c)	$0\% \leq CMP < 50\%$	3		
5) Efectividad ( E )	5a)	$E \geq 80\%$	1	5a	1
	5b)	$50 \leq E < 80\%$	2		
	5c)	$E < 50\%$	3		
6) Backlog ( B )	6a)	$0 \leq B \leq 2$	1	6a	1
	6b)	$2 < B \leq 5$	2		
	6c)	$B > 5$	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área de mantenimiento (ΣA.M.)</b>					<b>9</b>
<b>AREA OPERACIONAL</b>					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
7) Tipo de conexión	7a)	Sistema Paralelo	1	7c	3
	7b)	Sistema Combinado	2		
	7c)	Sistema Serie	3		
8) Seguridad industrial, ambiente e higiene ocupacional (SIAHO)	8a)	Sin consecuencia	1	8b	2
	8b)	Efecto Temporal	2		
	8c)	Efecto Permanente	3		
9) costos de Producción	9a)	Igual a la meta	1	9b	2
	9b)	Menor a la meta	2		
	9c)	Mayor a la meta	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área operacional (ΣA.O.)</b>					<b>7</b>
<b>Criticidad del equipo= <math>[0,0278*(9)+0,0555*(7)]*100= 63,15\%</math></b>					

Tabla 4.22. Matriz de Criticidad D.S. a la Cámara de Combustión

Fuente: Propia

		MATRIZ DE CRITICIDAD			
		Equipo: Cámara de Combustión		Subsistema:	
		Realizado por: Antonio Ladera		Evento de Control:	
<b>ÁREA DE MANTENIMIENTO</b>					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
1) Cantidad de Fallas en el periodo evaluado	1a)	$0 \leq F \leq 6$	1	1 <sup>a</sup>	1
	1b)	$6 < F < 12$	2		
	1c)	$F \geq 12$	3		
2) Tiempo Promedio fuera de servicio en el periodo evaluado (MTFS) en horas	2a)	$MTFS \leq 4$	1	2b	2
	2b)	$4 < MTFS < 8$	2		
	2c)	$MTFS \geq 8$	3		
3) Disponibilidad de repuestos en el periodo evaluado (DR)	3a)	$DR \geq 80\%$	1	3b	2
	3b)	$50 \leq DR < 80\%$	2		
	3c)	$DR < 50\%$	3		
4) Cumplimiento de mantenimiento preventivo (CMP)	4a)	$75\% \leq CMP \leq 100\%$	1	4b	2
	4b)	$50\% \leq CMP < 75\%$	2		
	4c)	$0\% \leq CMP < 50\%$	3		
5) Efectividad ( E )	5a)	$E \geq 80\%$	1	5b	2
	5b)	$50 \leq E < 80\%$	2		
	5c)	$E < 50\%$	3		
6) Backlog ( B )	6a)	$0 \leq B \leq 2$	1	6a	1
	6b)	$2 < B \leq 5$	2		
	6c)	$B > 5$	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área de mantenimiento (ΣA.M.)</b>					<b>10</b>
<b>AREA OPERACIONAL</b>					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
7) Tipo de conexión	7a)	Sistema Paralelo	1	7c	3
	7b)	Sistema Combinado	2		
	7c)	Sistema Serie	3		
8) Seguridad industrial, ambiente e higiene ocupacional (SIAHO)	8a)	Sin consecuencia	1	8b	2
	8b)	Efecto Temporal	2		
	8c)	Efecto Permanente	3		
9) costos de Producción	9a)	Igual a la meta	1	9b	2
	9b)	Menor a la meta	2		
	9c)	Mayor a la meta	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área operacional (ΣA.O.)</b>					<b>7</b>
Criticidad del equipo= $[0,0278*(10)+0,0555*(7)]*100= 65,85\%$					

**Tabla 4.23. Matriz de Criticidad D.S. a la Caldera de Calentamiento Residual. Fuente: Propia**

MATRIZ DE CRITICIDAD					
	Equipo: Caldera de Calentamiento Residual		Subsistema:		
	Realizado por: Antonio Ladera		Evento de Control:		
	<b>ÁREA DE MANTENIMIENTO</b>				
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
1) Cantidad de Fallas en el periodo evaluado	1a)	$0 \leq F \leq 6$	1	1a	1
	1b)	$6 < F < 12$	2		
	1c)	$F \geq 12$	3		
2) Tiempo Promedio fuera de servicio en el periodo evaluado (MTFS) en horas	2a)	$MTFS \leq 4$	1	2a	1
	2b)	$4 < MTFS < 8$	2		
	2c)	$MTFS \geq 4$	3		
3) Disponibilidad de repuestos en el periodo evaluado (DR)	3a)	$DR \geq 80\%$	1	3b	2
	3b)	$50 \leq DR < 80\%$	2		
	3c)	$DR < 50\%$	3		
4) Cumplimiento de mantenimiento preventivo (CMP)	4a)	$75\% \leq CMP \leq 100\%$	1	4b	2
	4b)	$50\% \leq CMP < 75\%$	2		
	4c)	$0\% \leq CMP < 50\%$	3		
5) Efectividad ( E )	5a)	$E \geq 80\%$	1	5a	1
	5b)	$50 \leq E < 80\%$	2		
	5c)	$E < 50\%$	3		
6) Backlog (B)	6a)	$0 \leq B \leq 2$	1	6a	1
	6b)	$2 < B \leq 5$	2		
	6c)	$B > 5$	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área de mantenimiento (ΣA.M.)</b>					<b>8</b>
<b>ÁREA OPERACIONAL</b>					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
7) Tipo de conexión	7a)	Sistema Paralelo	1	7c	3
	7b)	Sistema Combinado	2		
	7c)	Sistema Serie	3		
8) Seguridad industrial, ambiente e higiene ocupacional (SIAHO)	8a)	Sin consecuencia	1	8b	2
	8b)	Efecto Temporal	2		
	8c)	Efecto Permanente	3		
9) costos de Producción	9a)	Igual a la meta	1	9b	2
	9b)	Menor a la meta	2		
	9c)	Mayor a la meta	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área operacional (ΣA.O.)</b>					<b>7</b>
<b>Criticidad del equipo= <math>[0,0278*(8)+0,0555*(7)]*100= 60,45\%</math></b>					

Tabla 4.24. Matriz de Criticidad D.S. a los Condensadores de Azufre

Fuente: Propia

MATRIZ DE CRITICIDAD					
	Equipo: Condensadores		Subsistema:		
	Realizado por: Antonio Ladera		Evento de Control:		
	<b>ÁREA DE MANTENIMIENTO</b>				
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
1) Cantidad de Fallas en el periodo evaluado	1a)	$0 \leq F \leq 6$	1	1a	1
	1b)	$6 < F < 12$	2		
	1c)	$F \geq 12$	3		
2) Tiempo Promedio fuera de servicio en el periodo evaluado (MTFS) en horas	2a)	$MTFS \leq 4$	1	2a	1
	2b)	$4 < MTFS < 8$	2		
	2c)	$MTFS \geq 4$	3		
3) Disponibilidad de repuestos en el periodo evaluado (DR)	3a)	$DR \geq 80\%$	1	3b	2
	3b)	$50 \leq DR < 80\%$	2		
	3c)	$DR < 50\%$	3		
4) Cumplimiento de mantenimiento preventivo (CMP)	4a)	$75\% \leq CMP \leq 100\%$	1	4b	2
	4b)	$50\% \leq CMP < 75\%$	2		
	4c)	$0\% \leq CMP < 50\%$	3		
5) Efectividad ( E )	5a)	$E \geq 80\%$	1	5a	1
	5b)	$50 \leq E < 80\%$	2		
	5c)	$E < 50\%$	3		
6) Backlog ( B )	6a)	$0 \leq B \leq 2$	1	6b	2
	6b)	$2 < B \leq 5$	2		
	6c)	$B > 5$	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área de mantenimiento (ΣA.M.)</b>					<b>9</b>
<b>AREA OPERACIONAL</b>					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
7) Tipo de conexión	7a)	Sistema Paralelo	1	7c	3
	7b)	Sistema Combinado	2		
	7c)	Sistema Serie	3		
8) Seguridad industrial, ambiente e higiene ocupacional (SIAHO)	8a)	Sin consecuencia	1	8b	2
	8b)	Efecto Temporal	2		
	8c)	Efecto Permanente	3		
9) costos de Producción	9a)	Igual a la meta	1	9a	1
	9b)	Menor a la meta	2		
	9c)	Mayor a la meta	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área operacional (ΣA.O.)</b>					<b>6</b>
<b>Criticidad del equipo= <math>[0,0278*(9)+0,0555*(6)]*100= 57,60\%</math></b>					

**Tabla 4.25. Matriz de Criticidad D.S. a los Recalentadores de la Sección**  
**Claus. Fuente: Propia**

MATRIZ DE CRITICIDAD					
	Equipo: Recalentadores		Subsistema:		
	Realizado por: Antonio Ladera		Evento de Control:		
ÁREA DE MANTENIMIENTO					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
1) Cantidad de Fallas en el periodo evaluado	1a)	$0 \leq F \leq 6$	1	1a	1
	1b)	$6 < F < 12$	2		
	1c)	$F \geq 12$	3		
2) Tiempo Promedio fuera de servicio en el periodo evaluado (MTFS) en horas	2a)	$MTFS \leq 4$	1	2a	1
	2b)	$4 < MTFS < 8$	2		
	2c)	$MTFS \geq 8$	3		
3) Disponibilidad de repuestos en el periodo evaluado (DR)	3a)	$DR \geq 80\%$	1	3c	3
	3b)	$50 \leq DR < 80\%$	2		
	3c)	$DR < 50\%$	3		
4) Cumplimiento de mantenimiento preventivo (CMP)	4a)	$75\% \leq CMP \leq 100\%$	1	4b	2
	4b)	$50\% \leq CMP < 75\%$	2		
	4c)	$0\% \leq CMP < 50\%$	3		
5) Efectividad ( E )	5a)	$E \geq 80\%$	1	5a	1
	5b)	$50 \leq E < 80\%$	2		
	5c)	$E < 50\%$	3		
6) Backlog ( B )	6a)	$0 \leq B \leq 2$	1	6a	1
	6b)	$2 < B \leq 5$	2		
	6c)	$B > 5$	3		
Total de puntos obtenidos en el área de mantenimiento ( $\Sigma A.M.$ )					9
ÁREA OPERACIONAL					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
7) Tipo de conexión	7a)	Sistema Paralelo	1	7c	3
	7b)	Sistema Combinado	2		
	7c)	Sistema Serie	3		
8) Seguridad industrial, ambiente e higiene ocupacional (SIAHO)	8a)	Sin consecuencia	1	8b	2
	8b)	Efecto Temporal	2		
	8c)	Efecto Permanente	3		
9) costos de Producción	9a)	Igual a la meta	1	9a	1
	9b)	Menor a la meta	2		
	9c)	Mayor a la meta	3		
Total de puntos obtenidos en el área operacional ( $\Sigma A.O.$ )					6
Criticidad del equipo= $[0,0278*(9)+0,0555*(6)]*100= 57,60\%$					

Tabla 4.26. Matriz de Criticidad D.S. a los Reactores Claus

Fuente: Propia

MATRIZ DE CRITICIDAD					
	Equipo: Reactores		Subsistema:		
	Realizado por: Antonio Ladera		Evento de Control:		
	<b>ÁREA DE MANTENIMIENTO</b>				
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
1) Cantidad de Fallas en el periodo evaluado	1a)	$0 \leq F \leq 6$	1	1a	1
	1b)	$6 < F < 12$	2		
	1c)	$F \geq 12$	3		
2) Tiempo Promedio fuera de servicio en el periodo evaluado (MTFS) en horas	2a)	$MTFS \leq 4$	1	2b	2
	2b)	$4 < MTFS < 8$	2		
	2c)	$MTFS \geq 4$	3		
3) Disponibilidad de repuestos en el periodo evaluado (DR)	3a)	$DR \geq 80\%$	1	3b	2
	3b)	$50 \leq DR < 80\%$	2		
	3c)	$DR < 50\%$	3		
4) Cumplimiento de mantenimiento preventivo (CMP)	4a)	$75\% \leq CMP \leq 100\%$	1	4b	2
	4b)	$50\% \leq CMP < 75\%$	2		
	4c)	$0\% \leq CMP < 50\%$	3		
5) Efectividad ( E )	5a)	$E \geq 80\%$	1	5b	2
	5b)	$50 \leq E < 80\%$	2		
	5c)	$E < 50\%$	3		
6) Backlog ( B )	6a)	$0 \leq B \leq 2$	1	6b	2
	6b)	$2 < B \leq 5$	2		
	6c)	$B > 5$	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área de mantenimiento (ΣA.M.)</b>					11
<b>AREA OPERACIONAL</b>					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
7) Tipo de conexión	7a)	Sistema Paralelo	1	7c	3
	7b)	Sistema Combinado	2		
	7c)	Sistema Serie	3		
8) Seguridad industrial, ambiente e higiene ocupacional (SIAHO)	8a)	Sin consecuencia	1	8b	2
	8b)	Efecto Temporal	2		
	8c)	Efecto Permanente	3		
9) costos de Producción	9a)	Igual a la meta	1	9b	2
	9b)	Menor a la meta	2		
	9c)	Mayor a la meta	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área operacional (ΣA.O.)</b>					7
Criticidad del equipo= $[0,0278*(11)+0,0555*(7)]*100= 68,55\%$					

Tabla 4.27. Matriz de Criticidad D.S. al Coalescedor de Azufre

Fuente: Propia

MATRIZ DE CRITICIDAD					
	Equipo: Coalescedor		Subsistema:		
	Realizado por: Antonio Ladera		Evento de Control:		
	<b>ÁREA DE MANTENIMIENTO</b>				
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
1) Cantidad de Fallas en el periodo evaluado	1a)	$0 \leq F \leq 6$	1	1a	1
	1b)	$6 < F < 12$	2		
	1c)	$F \geq 12$	3		
2) Tiempo Promedio fuera de servicio en el periodo evaluado (MTFS) en horas	2a)	$MTFS \leq 2$	1	2b	2
	2b)	$2 < MTFS < 4$	2		
	2c)	$MTFS \geq 4$	3		
3) Disponibilidad de repuestos en el periodo evaluado (DR)	3a)	$DR \geq 80\%$	1	3b	2
	3b)	$50 \leq DR < 80\%$	2		
	3c)	$DR < 50\%$	3		
4) Cumplimiento de mantenimiento preventivo (CMP)	4a)	$75\% \leq CMP \leq 100\%$	1	4b	2
	4b)	$50\% \leq CMP < 75\%$	2		
	4c)	$0\% \leq CMP < 50\%$	3		
5) Efectividad ( E )	5a)	$E \geq 80\%$	1	5a	1
	5b)	$50 \leq E < 80\%$	2		
	5c)	$E < 50\%$	3		
6) Backlog ( B )	6a)	$0 \leq B \leq 2$	1	6b	2
	6b)	$2 < B \leq 5$	2		
	6c)	$B > 5$	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área de mantenimiento (ΣA.M.)</b>					<b>10</b>
<b>AREA OPERACIONAL</b>					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
7) Tipo de conexión	7a)	Sistema Paralelo	1	7c	3
	7b)	Sistema Combinado	2		
	7c)	Sistema Serie	3		
8) Seguridad industrial, ambiente e higiene ocupacional (SIAHO)	8a)	Sin consecuencia	1	8a	1
	8b)	Efecto Temporal	2		
	8c)	Efecto Permanente	3		
9) costos de Producción	9a)	Igual a la meta	1	9b	2
	9b)	Menor a la meta	2		
	9c)	Mayor a la meta	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área operacional (ΣA.O.)</b>					<b>6</b>
<b>Criticidad del equipo= <math>[0,0278*(10)+0,0555*(6)]*100= 60,30\%</math></b>					

Tabla 4.28. Matriz de Criticidad D.S. al Recipiente de Azufre

Fuente: Propia

MATRIZ DE CRITICIDAD					
	Equipo: Recipiente de Azufre		Subsistema:		
	Realizado por: Antonio Ladera		Evento de Control:		
	<b>ÁREA DE MANTENIMIENTO</b>				
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
1) Cantidad de Fallas en el periodo evaluado	1a)	$0 \leq F \leq 6$	1	1a	1
	1b)	$6 < F < 12$	2		
	1c)	$F \geq 12$	3		
2) Tiempo Promedio fuera de servicio en el periodo evaluado (MTFS) en horas	2a)	$MTFS \leq 4$	1	2a	1
	2b)	$4 < MTFS < 8$	2		
	2c)	$MTFS \geq 8$	3		
3) Disponibilidad de repuestos en el periodo evaluado (DR)	3a)	$DR \geq 80\%$	1	3c	3
	3b)	$50 \leq DR < 80\%$	2		
	3c)	$DR < 50\%$	3		
4) Cumplimiento de mantenimiento preventivo (CMP)	4a)	$75\% \leq CMP \leq 100\%$	1	4b	2
	4b)	$50\% \leq CMP < 75\%$	2		
	4c)	$0\% \leq CMP < 50\%$	3		
5) Efectividad ( E )	5a)	$E \geq 80\%$	1	5a	1
	5b)	$50 \leq E < 80\%$	2		
	5c)	$E < 50\%$	3		
6) Backlog ( B )	6a)	$0 \leq B \leq 2$	1	6b	2
	6b)	$2 < B \leq 5$	2		
	6c)	$B > 5$	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área de mantenimiento (ΣA.M.)</b>					<b>10</b>
<b>AREA OPERACIONAL</b>					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
7) Tipo de conexión	7a)	Sistema Paralelo	1	7c	3
	7b)	Sistema Combinado	2		
	7c)	Sistema Serie	3		
8) Seguridad industrial, ambiente e higiene ocupacional (SIAHO)	8a)	Sin consecuencia	1	8b	2
	8b)	Efecto Temporal	2		
	8c)	Efecto Permanente	3		
9) costos de Producción	9a)	Igual a la meta	1	9b	2
	9b)	Menor a la meta	2		
	9c)	Mayor a la meta	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área operacional (ΣA.O.)</b>					<b>7</b>
Criticidad del equipo= $[0,0278*(10)+0,0555*(7)]*100= 65,85\%$					

**Tabla 4.29. Matriz de Criticidad D.S. al Tanque de Almacenamiento de Azufre. Fuente: Propia**

MATRIZ DE CRITICIDAD					
	Equipo: Tanques de Almacenamiento		Subsistema:		
	Realizado por: Antonio Ladera		Evento de Control:		
	<b>ÁREA DE MANTENIMIENTO</b>				
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
1) Cantidad de Fallas en el periodo evaluado	1a)	$0 \leq F \leq 6$	1	1a	1
	1b)	$6 < F < 12$	2		
	1c)	$F \geq 12$	3		
2) Tiempo Promedio fuera de servicio en el periodo evaluado (MTFS) en horas	2a)	$MTFS \leq 4$	1	2a	1
	2b)	$4 < MTFS < 8$	2		
	2c)	$MTFS \geq 8$	3		
3) Disponibilidad de repuestos en el periodo evaluado (DR)	3a)	$DR \geq 80\%$	1	3c	3
	3b)	$50 \leq DR < 80\%$	2		
	3c)	$DR < 50\%$	3		
4) Cumplimiento de mantenimiento preventivo (CMP)	4a)	$75\% \leq CMP \leq 100\%$	1	4b	2
	4b)	$50\% \leq CMP < 75\%$	2		
	4c)	$0\% \leq CMP < 50\%$	3		
5) Efectividad ( E )	5a)	$E \geq 80\%$	1	5a	1
	5b)	$50 \leq E < 80\%$	2		
	5c)	$E < 50\%$	3		
6) Backlog ( B )	6a)	$0 \leq B \leq 2$	1	6a	1
	6b)	$2 < B \leq 5$	2		
	6c)	$B > 5$	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área de mantenimiento (ΣA.M.)</b>					<b>9</b>
<b>AREA OPERACIONAL</b>					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
7) Tipo de conexión	7a)	Sistema Paralelo	1	7b	2
	7b)	Sistema Combinado	2		
	7c)	Sistema Serie	3		
8) Seguridad industrial, ambiente e higiene ocupacional (SIAHO)	8a)	Sin consecuencia	1	8b	2
	8b)	Efecto Temporal	2		
	8c)	Efecto Permanente	3		
9) costos de Producción	9a)	Igual a la meta	1	9b	2
	9b)	Menor a la meta	2		
	9c)	Mayor a la meta	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área operacional (ΣA.O.)</b>					<b>6</b>
<b>Criticidad del equipo= <math>[0,0278*(9)+0,0555*(6)]*100= 57,60\%</math></b>					

Tabla 4.30. Matriz de Criticidad D.S. a las Bombas Centrifugas

Fuente: Propia

MATRIZ DE CRITICIDAD					
	Equipo: Bombas Centrifugas		Subsistema:		
	Realizado por: Antonio Ladera		Evento de Control:		
	<b>ÁREA DE MANTENIMIENTO</b>				
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
1) Cantidad de Fallas en el periodo evaluado	1a)	$0 \leq F \leq 6$	1	1b	2
	1b)	$6 < F < 12$	2		
	1c)	$F \geq 12$	3		
2) Tiempo Promedio fuera de servicio en el periodo evaluado (MTFS) en horas	2a)	$MTFS \leq 4$	1	2a	1
	2b)	$4 < MTFS < 8$	2		
	2c)	$MTFS \geq 4$	3		
3) Disponibilidad de repuestos en el periodo evaluado (DR)	3a)	$DR \geq 80\%$	1	3a	1
	3b)	$50 \leq DR < 80\%$	2		
	3c)	$DR < 50\%$	3		
4) Cumplimiento de mantenimiento preventivo (CMP)	4a)	$75\% \leq CMP \leq 100\%$	1	4c	3
	4b)	$50\% \leq CMP < 75\%$	2		
	4c)	$0\% \leq CMP < 50\%$	3		
5) Efectividad ( E )	5a)	$E \geq 80\%$	1	5a	1
	5b)	$50 \leq E < 80\%$	2		
	5c)	$E < 50\%$	3		
6) Backlog ( B )	6a)	$0 \leq B \leq 2$	1	6a	1
	6b)	$2 < B \leq 5$	2		
	6c)	$B > 5$	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área de mantenimiento (ΣA.M.)</b>					<b>9</b>
<b>AREA OPERACIONAL</b>					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
7) Tipo de conexión	7a)	Sistema Paralelo	1	7c	3
	7b)	Sistema Combinado	2		
	7c)	Sistema Serie	3		
8) Seguridad industrial, ambiente e higiene ocupacional (SIAHO)	8a)	Sin consecuencia	1	8b	2
	8b)	Efecto Temporal	2		
	8c)	Efecto Permanente	3		
9) costos de Producción	9a)	Igual a la meta	1	9b	2
	9b)	Menor a la meta	2		
	9c)	Mayor a la meta	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área operacional (ΣA.O.)</b>					<b>7</b>
<b>Criticidad del equipo= <math>[0,0278*(9)+0,0555*(7)]*100= 63,15\%</math></b>					

Tabla 4.31. Matriz de Criticidad D.S. al Incinerador.

Fuente: Propia

MATRIZ DE CRITICIDAD					
	Equipo: Incinerador			Subsistema:	
	Realizado por: Antonio Ladera			Evento de Control:	
	<b>ÁREA DE MANTENIMIENTO</b>				
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
1) Cantidad de Fallas en el periodo evaluado	1a)	$0 \leq F \leq 6$	1	1a	1
	1b)	$6 < F < 12$	2		
	1c)	$F \geq 12$	3		
2) Tiempo Promedio fuera de servicio en el periodo evaluado (MTFS) en horas	2a)	$MTFS \leq 4$	1	2a	1
	2b)	$4 < MTFS < 8$	2		
	2c)	$MTFS \geq 8$	3		
3) Disponibilidad de repuestos en el periodo evaluado (DR)	3a)	$DR \geq 80\%$	1	3c	3
	3b)	$50 \leq DR < 80\%$	2		
	3c)	$DR < 50\%$	3		
4) Cumplimiento de mantenimiento preventivo (CMP)	4a)	$75\% \leq CMP \leq 100\%$	1	4c	3
	4b)	$50\% \leq CMP < 75\%$	2		
	4c)	$0\% \leq CMP < 50\%$	3		
5) Efectividad ( E )	5a)	$E \geq 80\%$	1	5a	1
	5b)	$50 \leq E < 80\%$	2		
	5c)	$E < 50\%$	3		
6) Backlog ( B )	6a)	$0 \leq B \leq 2$	1	6b	2
	6b)	$2 < B \leq 5$	2		
	6c)	$B > 5$	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área de mantenimiento (ΣA.M.)</b>					<b>11</b>
<b>AREA OPERACIONAL</b>					
Factor a Evaluar	Criterios		Ponderación	Criterio Seleccionado	Puntos
7) Tipo de conexión	7a)	Sistema Paralelo	1	7c	3
	7b)	Sistema Combinado	2		
	7c)	Sistema Serie	3		
8) Seguridad industrial, ambiente e higiene ocupacional (SIAHO)	8a)	Sin consecuencia	1	8a	1
	8b)	Efecto Temporal	2		
	8c)	Efecto Permanente	3		
9) costos de Producción	9a)	Igual a la meta	1	9b	2
	9b)	Menor a la meta	2		
	9c)	Mayor a la meta	3		
<b>Total de puntos obtenidos en el área operacional (ΣA.O.)</b>					<b>6</b>
<b>Criticidad del equipo= <math>[0,0278*(11)+0,0555*(6)]*100= 63,00\%</math></b>					

El nivel de criticidad de los equipos estudiados se puede visualizar en la Tabla 4.32.

**Tabla 4.32. Nivel de Criticidad de los equipos pertenecientes a la unidad 28 de Recuperación de Azufre. Fuente: Propia.**

<b>Equipo</b>	<b>Criticidad (%)</b>	<b>Evaluación Obtenida</b>
<b>Tambores Separadores</b>	63,15	Semi crítico
<b>Compresores</b>	84,9	critico
<b>Sopladores (Blowers)</b>	79,35	critico
<b>Quemador Principal</b>	63,15	Semi crítico
<b>cámara de Combustión</b>	65,85	Semi crítico
<b>Caldera de Calentamiento Residual</b>	63,15	Semi crítico
<b>Condensadores</b>	57,60	Semi crítico
<b>Recalentadores</b>	57,60	Semi crítico
<b>Reactores</b>	68,55	Semi crítico
<b>Coalescedor</b>	60,30	Semi crítico
<b>Recipiente de Azufre</b>	65,85	Semi crítico
<b>Tanque de almacenamiento</b>	57,60	Semi crítico
<b>Bombas Centrifugas</b>	65,70	Semi crítico
<b>Incinerador</b>	63,00	Semi crítico

#### **4.3. Determinación de modos, efectos y fallas de los equipos críticos del sistema de compresión de la unidad 28 encargada de la recuperación de azufre a través de un AMEF**

Con el objetivo de detectar las fallas incidentes y los efectos que generan en los equipos de mayor criticidad del sistema de compresión de la planta de

recuperación de azufre del mejorador de PETROPIAR, se llevó a cabo un Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMEF) a los equipos del sistema de compresión de la Unidad 28 (Ver Tabla 4.32). Gran parte de la data obtenida para la realización de este análisis fue recopilada de las reuniones del ENT, ya que la empresa tiene muy poca información referente a los registros de fallas y de mantenimiento, es por ello, que se consideró necesario revisar los manuales y, de la misma manera, estudiar el comportamiento en equipos similares, el ENT llegó a la conclusión de efectuar un solo análisis de modos y efectos de fallas al grupo de los compresores centrífugos 28-K-001A/B/C y se adoptó la misma medida para los sopladores centrífugos (blowers) 28-BL-001A/B.

#### **Descripción del formato usado para la elaboración del AMEF**

El formato que fue empleado está constituido de tres partes fundamentales:

1. La primera parte incluye el encabezado característico de PDVSA PETROPIAR, y hace referencia a que el documento será utilizado como una hoja de información de registro del AMEF.
2. La segunda parte comprende la identificación, se especifica el equipo, su área, la nomenclatura para identificar el efecto de la falla y los responsables del análisis.
3. La tercera parte corresponde al desarrollo del AMEF, donde primero se detallan las bases y aplicación de este, definiendo las funciones del equipo, sus niveles de desempeño y las posibles fallas funcionales, es decir, se identifica cuando el elemento es capaz de cumplir con su criterio de funcionamiento deseado, e igualmente, se determinan los modos de falla que tienen mayor probabilidad de afectar las funciones de los equipos críticos, ocasionando la pérdida total o parcial.

**Tabla 4.33. Análisis de modos y efectos de fallas para los compresores centrífugos. Fuente: Propia.**

		<b>Hoja de información</b> <b>Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMEF)</b> <b>Unidad de Recuperación de Azufre</b>							
<b>Equipo:</b> Compresores centrífugos <b>TAG:</b> 28-K-001A/B/C <b>Área:</b> 28			<b>Realizado por:</b> Antonio Ladera <b>Revisado por:</b> Josue León		<b>Fecha:</b> Diciembre 2024				
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFECTO DE LA FALLA		CAUSA POTENCIAL DE LA FALLA	
1	Suministrar aire de combustión a los quemadores y el aire de barrido a los recipientes de azufre, a una presión de 26.7 psia	A	No proporciona aire	1	Atascamiento del eje	Interrupción del suministro de aire, pudiendo generar daños en los demás componentes del equipo	Desprendimiento de componentes internos del activo		
				2	Avería en el motor	Parada total del activo, lo que conlleva a retrasos de producción, riesgos de incendios	Sobrecarga, falta de mantenimiento o instalación inadecuada		
				3	Desalineación entre los ejes del elemento conductor y el conducido	Daños en el acople del conjunto, así como también en los rodamientos por esfuerzos excesivos	Desplazamiento de los equipos debido a las vibraciones, sobrecarga en el eje, error de instalación		
		B	Proporcion a aire a presión diferente de 26.7 psia	1	Vibraciones fuera del límite permitido según la norma ISO 10816-3	Interrupción del funcionamiento del equipo debido a los sensores de vibración del sistema de protección, así como daños en otros componentes	Holguras inadecuadas, pernos sin el torque adecuado, daños en rodamientos, desalineación de los ejes, desgastes en cojinetes		

**Continuación de la Tabla 4.33. Análisis de modos y efectos de falla para los compresores centrífugos.**

**Fuente: Propia.**

		<b>Hoja de información</b> <b>Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMEF)</b> <b>Unidad de Recuperación de Azufre</b>					
<b>Equipo:</b> Compresores centrífugos		<b>Realizado por:</b> Antonio Ladera		<b>Revisado por:</b> Josue León			
<b>TAG:</b> 28-K-001A/B/C		<b>Fecha:</b> Diciembre 2024					
<b>Área:</b> 28							
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	EFECTO DE LA FALLA	CAUSA POTENCIAL DE LA FALLA		
1	Suministrar aire de combustión a los quemadores y el aire de barrido a los recipientes de azufre, a una presión de 26.7 psia	B	Proporciona aire a presión diferente de 26.7 psia	2	Temperaturas elevadas en las cajas de rodamientos	Altas vibraciones, daños en los componentes internos del compresor	Problemas en el sistema de lubricación, debido a obstrucción de este o por falta, también los desgastes excesivos en los componentes del rodamiento
				3	Falta de lubricante en los reservorios del motor y compresor	Disminución de la eficiencia del compresor, debido al desgaste prematuro de las piezas y el ruido excesivo, llegando a ocasionar fallas catastróficas	Mantenimiento preventivo inadecuado, fugas del lubricante, de igual manera, contaminación del aceite
				4	Daños en el sello laberinto	Fuga de aire ocasionando deficiencia en el rendimiento del equipo, daños en los rodamientos, por la entrada de partículas contaminantes	Montaje incorrecto, sobrecarga o impacto del sello con el eje, fallas en el sistema de lubricación

**Continuación de la Tabla 4.33. Análisis de modos y efectos de falla para los compresores centrífugos.**

**Fuente: Propia.**

 <b>Hoja de información</b> <b>Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMEF)</b> <b>Unidad de Recuperación de Azufre</b>						
<b>Equipo:</b> Compresores centrífugos			<b>Realizado por:</b> Antonio Ladera	<b>Revisado por:</b> Josue León		
<b>TAG:</b> 28-K-001A/B/C						
<b>Área:</b> 28			<b>Fecha:</b> Diciembre 2024			
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	EFECTO DE LA FALLA	CAUSA POTENCIAL DE LA FALLA	
1	Suministrar aire de combustión a los quemadores y el aire de barrido a los recipientes de azufre, a una presión de 26.7 psia	B Proporciona aire a presión diferente de 26.7 psia.	Obstrucción en las tuberías de lubricación	Incremento de la temperatura en los componentes, aumento de fricción y vibración, afectando la eficiencia del compresor	Acumulación de partículas en las tuberías, instalación inadecuada de la tubería debido a la presencia de radios de curvatura muy cerrados	

**Tabla 4.34. Análisis de modos y efectos de falla para el soplador centrífugo de aire. Fuente: Propia.**

		<b>Hoja de información</b> <b>Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMEF)</b> <b>Unidad de Recuperación de Azufre</b>				
<b>Equipo:</b> Soplador centrífugo de aire		<b>Realizado por:</b> Antonio Ladera		<b>Revisado por:</b> Josue León		
<b>TAG:</b> 28-BL-001A/B						
<b>Área:</b> 28		<b>Fecha:</b> Diciembre 2024				
<b>FUNCIÓN</b>	<b>FALLA FUNCIONAL</b>	<b>MODO DE FALLA</b>	<b>EFECTO DE LA FALLA</b>	<b>CAUSA POTENCIAL DE LA FALLA</b>		
1	A No proporciona aire	1	Excentricidad del eje con la caja de rodamientos	Reducción de la vida útil del soplador, lo que provoca la detención de las operaciones	Fatiga en los componentes, vibraciones, alineación indebida	
		2	Fallas eléctricas en el motor	Daños en el aislamiento, disparo del dispositivo, pérdida de potencia y rendimiento del motor	Daños en el devanado, sobrecargas, humedad, demanda excesiva del soplador	
	B Proporciona aire a presión diferente de 17,6 psia	1	Obstrucción en los filtros	Sobrecalentamiento del motor, reducción del cabezal requerido, daño en los componentes internos del soplador	Filtros de baja calidad, acumulación de polvo y suciedad, y mantenimiento inadecuado	
		2	Lubricación indebida	Daños en los rodamientos y sellos del soplador, aumento de la temperatura de operación del soplador, paradas no programadas	Intervalos de lubricación inapropiados y contaminación de este, utilización de lubricantes incorrectos	
Proporcionar aire de combustión al incinerador, a una presión de 17,6 psia						

Continuación de la Tabla 4.34. Análisis de modos y efectos de falla para el soplador centrífugo de aire.

Fuente: Propia.

		<b>Hoja de información</b> <b>Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMEF)</b> <b>Unidad de Recuperación de Azufre</b>					
<b>Equipo:</b> Soplados centrífugo de aire		<b>Realizado por:</b> Antonio Ladera		<b>Revisado por:</b> Josue León			
<b>TAG:</b> 28-BL-001A/B		<b>Fecha:</b> Diciembre 2024					
<b>Área:</b> 28							
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	EFECTO DE LA FALLA	CAUSA POTENCIAL DE LA FALLA		
1	Proporcionar aire de combustión al incinerador, a una presión de 17,6 psia	B	Proporciona aire a presión diferente de 17.6psia	3	Fugas en los sellos	Pérdida de presión del equipo, ruido excesivo y reducción del flujo de aire	Fricción constante entre los metales, también la presencia de partículas contaminantes e inadecuadas prácticas de mantenimiento
				4	Desgaste en los cojinetes del motor	Aumento de la vibración y ruido del motor, desalineación progresiva del eje, reducción de la vida útil del activo	Nivel inadecuado de aceite o contaminación de este, sobrecarga del soplador, vibraciones excesivas
				5	Falta de lubricante en los reservorios del motor y compresor	Disminución de la eficiencia del compresor, debido al desgaste prematuro de las piezas y el ruido excesivo, llegando a ocasionar fallas catastróficas	Mantenimiento preventivo inadecuado, fugas del lubricante, de igual manera, contaminación del aceite

Continuación de la Tabla 4.34. Análisis de modos y efectos de falla para el soplador centrífugo de aire.

Fuente: Propia.

		<b>Hoja de información</b> <b>Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMEF)</b> <b>Unidad de Recuperación de Azufre</b>					
<b>Equipo:</b> Soplador centrífugo de aire		<b>Realizado por:</b> Antonio Ladera		<b>Revisado por:</b> Josue León			
<b>TAG:</b> 28-BL-001A/B							
<b>Área:</b> 28		<b>Fecha:</b> Diciembre 2024					
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA	EFECTO DE LA FALLA	CAUSA POTENCIAL DE LA FALLA	
1	Proporcionar aire de combustión al incinerador, a una presión de 17.6 psia	B	Proporciona aire a presión diferente de 17,6psia	6	Temperaturas elevadas en el lado libre del soplador	Pérdida de la eficiencia térmica, debido a que no aísla adecuadamente el soplador, riesgo de quemaduras al personal encargado de supervisar el equipo	Instalación incorrecta, desplazamiento y falta de mantenimiento de la chaqueta térmica
				7	Pérdida de lubricante por la cajera de rodamientos	Pérdida de lubricación de los rodamientos, lo que acortaría la vida útil del rodamiento y puede causar daños catastróficos en el equipo	Torque inadecuado de los pernos de la tapa de la caja de rodamientos, daños en el aro sellador de goma

Posterior a la ejecución del Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMEF), a aquellos equipos considerados críticos de acuerdo con el análisis de criticidad realizado anteriormente, se identificaron dos funciones, cuatro fallas funcionales y 17 modos de falla. En la Tabla 4.35, se resumen lo antes mencionado.

**Tabla 4.35. Resultados Numéricos del AMEF.**

**Fuente: ENT**

	<b>RESULTADO DEL ANÁLISIS DE LOS MODOS Y EFECTOS DE FALLA PARA LOS EQUIPOS QUE RESULTARON CRÍTICOS EN EL (AC).</b>		
<b>Equipo</b>	<b>Cantidad de funciones</b>	<b>Cantidad de Fallas funcionales</b>	<b>Cantidad de Modos de Falla</b>
Compresor centrífugo	1	2	8
Soplador centrífugo	1	2	9

En el AMEF fueron determinados diecisiete (17) posibles modos de fallas que pueden afectar a los equipos críticos presentes en la unidad recuperadora de azufre, se estudiaron siete relacionados con los compresores centrífugos (28k-001A/B/C), de la misma manera para el soplador (28-BL-001A/B) se abordaron cuatro, estas averías mencionadas afectaron la eficiencia de la unidad en el tiempo de estudio, esto de acuerdo a la información proporcionada por el ENT, resultado de su experiencia en el desempeño de los equipos involucrados, debido a esto, las fallas ya mencionadas serán estudiadas a continuación.

#### **4.4. Identificación de las raíces físicas, humanas y latentes de los equipos críticos de la unidad 28 de la planta de azufre a través de un ACR**

Partiendo de los modos y efectos de fallas establecidos en el AMEF, se llevó a cabo la elaboración de un árbol lógico de fallas, con la finalidad de estudiar las raíces físicas, humanas y latentes, es importante destacar que estas raíces fueron estudiadas con la finalidad de validar o descartar aquellas que no son respaldadas con hechos hasta la causa raíz del problema. Con la ayuda del ENT se identificaron las raíces físicas más probables para ser analizadas con el objetivo de determinar las raíces humanas y latentes. En el siguiente análisis causa raíz serán objeto de estudio once modos de fallas asociados a los equipos críticos mencionados anteriormente. Como ayuda para la realización del ACR, se empleó como herramienta del árbol lógico de fallas para definir la causa raíz del problema (Ver Fig. 4.12 a 4.15).

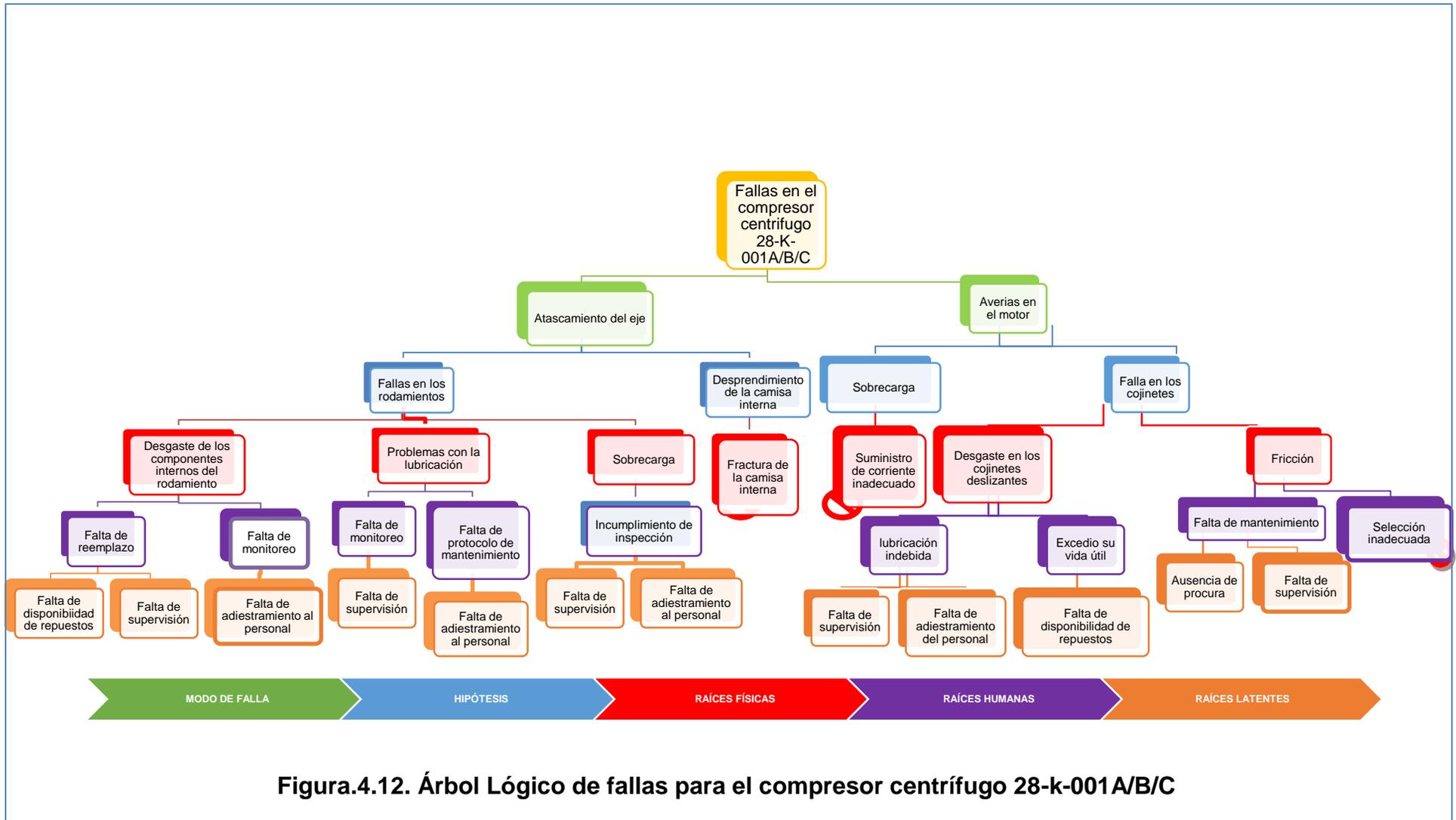


Figura.4.12. Árbol Lógico de fallas para el compresor centrífugo 28-k-001A/B/C



Figura 4.13. Árbol Lógico de fallas para el compresor centrífugo 28-k-001A/B/C

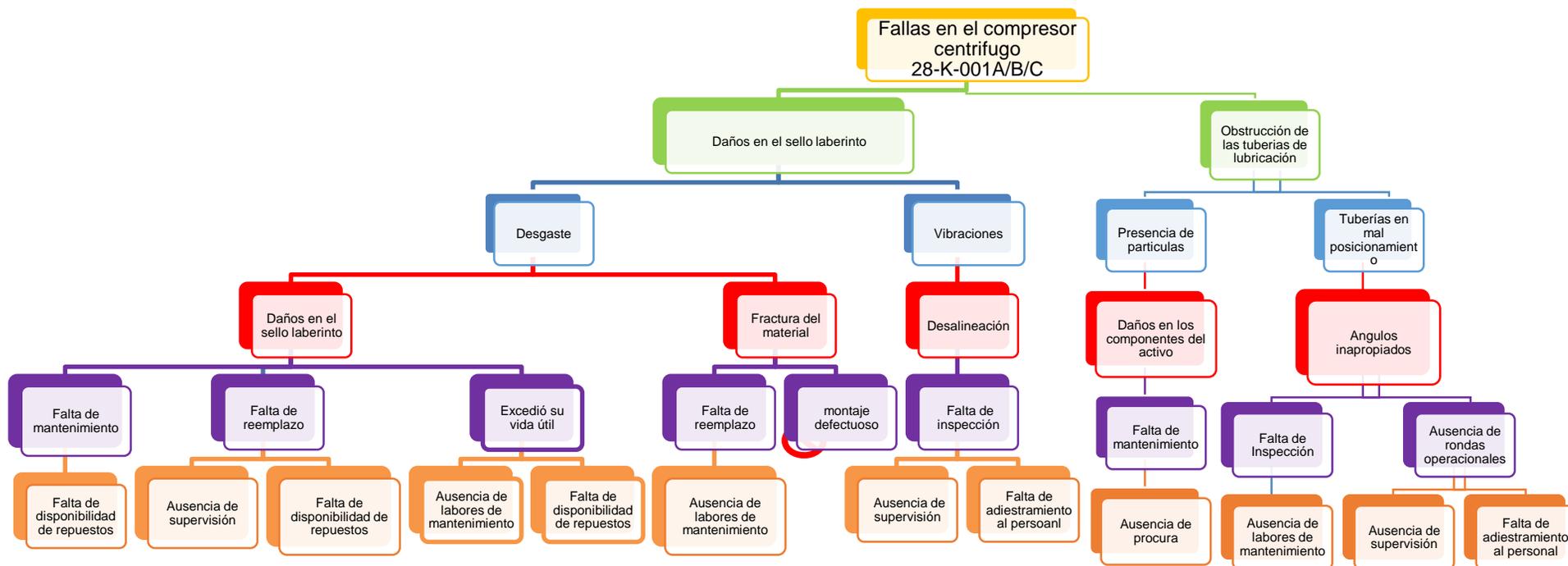


Figura 4.14. Árbol Lógico de fallas para el compresor centrífugo 28-k-001A/B/C



**Figura 4.15. Árbol Lógico de fallas para el Soplador centrífugo 28-BL-001A/B**

#### **4.4.1. Análisis de los modos de falla del compresor centrifugo 28-k-001A/B/C.**

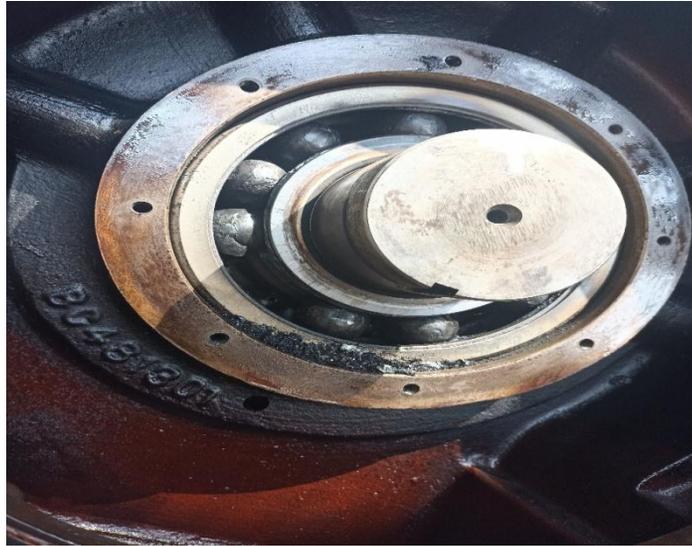
El estudio de las fallas que afectaron a los compresores 28-k-001A/B/C que suministran aire de combustión común, se plantearon siete modos de fallas (Ver Figs. 4.12 a 4.14).

##### **4.4.1.1. Modo de falla 1. Atascamiento del eje.**

El ENT llevó a cabo la realización del ACR para este modo de falla, en la cual se plantearon dos hipótesis (ver Fig.4.12).

##### **Primera hipótesis del modo de falla 1 del Compresor**

Esta fue asociada fallas en los rodamientos cuyas raíces físicas establecidas en conjunto fue el desgaste en los componentes internos del rodamiento (ver Fig. 4.16), lo cual se debe a la falta de reemplazo y a la falta de monitoreo de condición del equipo, unido al desgaste del rodamiento, la falta de lubricación contribuyó a la ocurrencia de esta falla, también se pudo validar con la gerencia de mantenimiento que dichos rodamientos del equipo no se habían reemplazado en el lapso correspondiente, otra raíz física que jugó un papel fundamental fue la sobrecarga presentada por el equipo, las raíces humanas que más afectaron a la máquina fueron la falta de monitoreo y la de actividades de mantenimiento, dejando en evidencia la ausencia de procura, supervisión y de disponibilidad de repuestos en cuanto a las raíces latentes.



**Figura 4.16. Desgaste en los componentes del rodamiento.**

**Fuente: Propia**

#### **Segunda hipótesis del modo de falla 1 del Compresor**

Esta corresponde, al desprendimiento de la camisa interna del equipo, fue desestimada, ya que una vez ocurrida la falla total se procedió al desarme del compresor y en compañía del personal de mantenimiento y gerencia técnica se pudo apreciar que dicha camisa se encontraba en su posición presentando desgaste, pero no desprendimiento ver Fig.4.17.



**Figura 4.17. Desgaste en la camisa interna. Fuente: Propia**

#### **4.4.1.2. Modo de falla 2. Averías en el motor**

En las reuniones del ENT para abordar este modo de falla surgieron dos hipótesis (ver Fig.4.12).

##### **Primera hipótesis del modo de falla 2 del Compresor**

La hipótesis establecida fue la sobrecarga del equipo cuya raíz física era el suministro inadecuado de corriente, esta fue desestimada gracias a las inspecciones y pruebas realizadas por parte del personal de confiabilidad eléctrica y operaciones en la subestación eléctrica donde se evidenció que el equipo presentaba el flujo eléctrico adecuado.

##### **Segunda hipótesis del modo de falla 2 del Compresor**

La siguiente hipótesis planteada fue la falla en los cojinetes del motor, las raíces físicas presentes para esta falla fue el desgaste y la fricción (ver Fig.4.18.), en las investigaciones y conversaciones con el personal encargado del área las raíces humanas más relevantes fueron la lubricación indebida al compresor, así como también, que el cojinete excedió su vida útil ya que este equipo tiene muchos años sin que se realice un mantenimiento mayor, es importante destacar que se descartó una mala selección del rodamiento por lo anterior expuesto, la falta de monitoreo y de mantenimiento son otras de las raíces humanas que más impactan en este modo de falla, en cuanto a las raíces latentes dejaron en evidencia la falta de mantenimiento y supervisión para realizar actividades proactivas para cuidar la salud de los equipos.



**Figura 4.18. Desgaste en los cojinetes deslizantes. Fuente: Propia**

#### **4.4.1.3. Modo de falla 3. Vibraciones fuera del límite permitido**

El ENT a la hora de abordar esta falla parcial presentaron dos hipótesis, ver Fig. 4.13.

##### **Primera hipótesis del modo de falla 3 del Compresor**

La primera que está dirigida al daño que presentaban los rodamientos y el desajuste en la base del compresor, esta última fue desestimada debido a que en las inspecciones realizadas se observó que la base del compresor no presentaba alguna falta de planitud.

### Segunda hipótesis del modo de falla 3 del Compresor

Ahora bien, al hablar de los daños en los rodamientos las raíces físicas planteadas fue el desgaste de los componentes internos del rodamiento debido al ruido de alta frecuencia que se evidencia tanto en las ondas de tiempo, así como en los espectros de vibración (ver Fig. 4.19. y 4.20.), esto evidencia que el rodamiento se encuentra en etapa de fallas, ya que la amplitud de la señal de vibración a la velocidad de giro era elevada, dentro de las raíces humanas se descartó un montaje indebido del mismo, ya que el personal de mantenimiento cuenta con la experiencia necesaria para ejecutar esta actividad , dentro de las raíces humanas destacadas se encuentra el monitoreo inadecuado y la falta de reemplazo del rodamiento, todo esto ayudo a encontrar las raíces latentes las cuales son la ausencia de procura, la disponibilidad de repuesto y la falta de adiestramiento del personal.

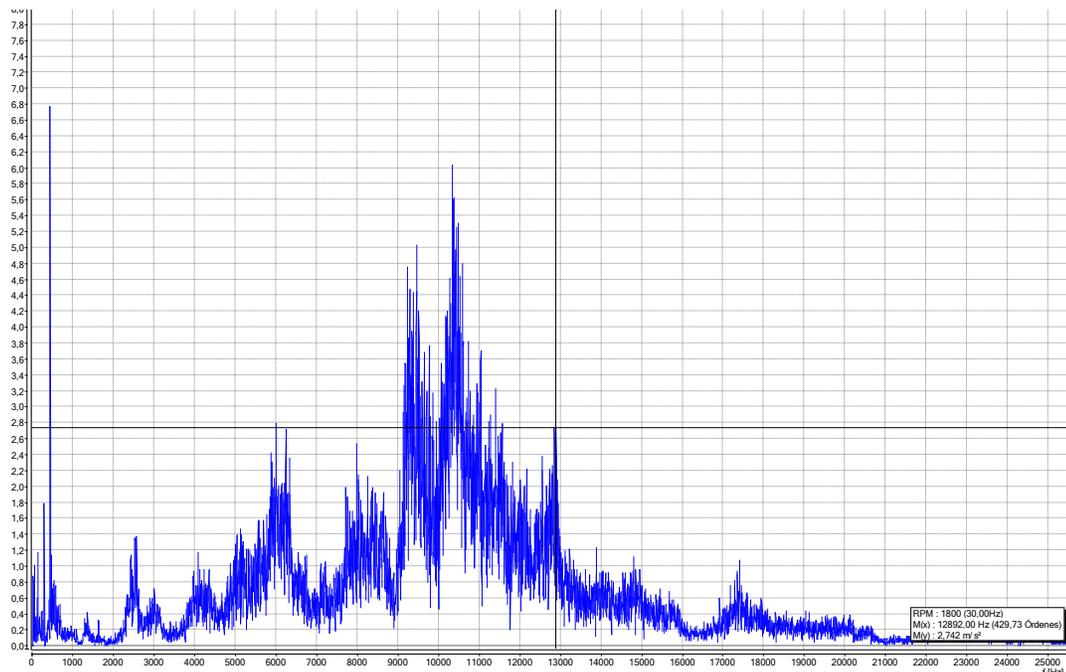
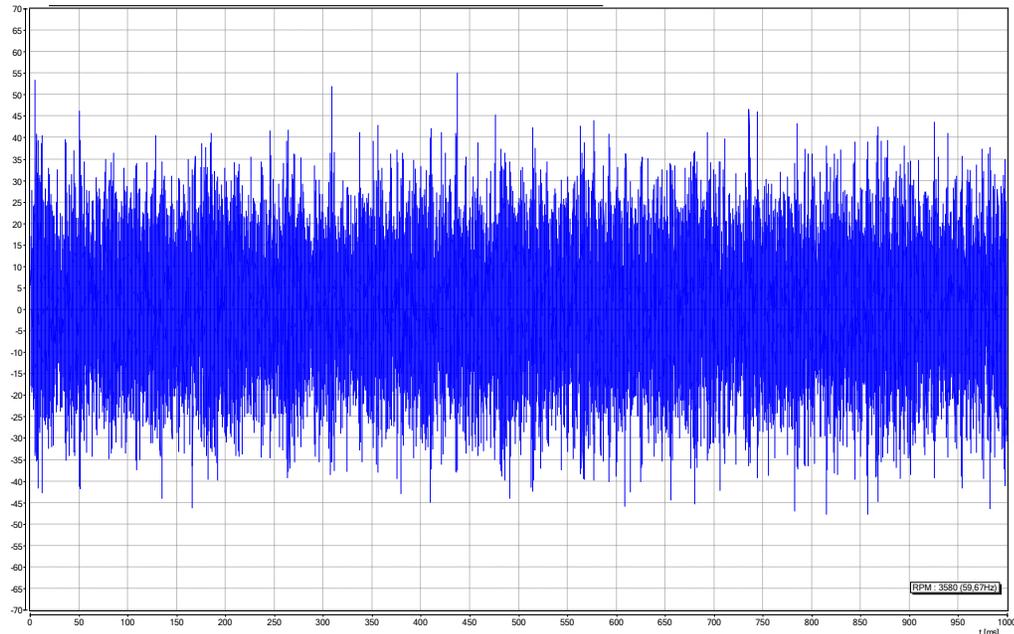


Figura 4.19. Espectro de vibraciones a altas frecuencias. Fuente: Propia



**Figura 4.20. Onda de tiempo. Fuente: Propia**

**4.4.1.4. Modo de falla 4. Temperatura elevada en la caja de rodamientos.** Mediante la realización de ACR, el ENT formuló dos hipótesis las cuales se pueden apreciar en la Fig.4.13.

#### **Primera hipótesis del modo de falla 4 del Compresor**

La primera en abordarse fue las condiciones de operación fuera de rango, esta quedó descartada gracias a la investigación realizada por los departamentos técnicos ya que se evidenció que las cargas provenientes de las demás áreas era la adecuada y por ende el compresor no tuvo que ser forzado para producir la combustión.

#### **Segunda hipótesis del modo de falla 4 del Compresor**

El daño en los rodamientos tiene como raíz física la fricción excesiva entre el eje y el rodamiento, la cual se podía evidenciar debido al ruido presentado, las raíces humanas planteadas fue la instalación defectuosa esta dejó de ser

considerada una vez quedó claro que el equipo tenía mucho tiempo sin un mantenimiento adecuado, además tenía antecedentes de fallas parciales, dando así lugar a la falta de reemplazo y esta derivó las raíces latentes de falta de actividades de mantenimiento y la falta de repuestos en almacén. En la Fig. 4.21. Se puede apreciar al compresor con una lanza de aire para mitigar las elevadas temperaturas presente.



**Figura 4.21. Altas temperaturas en la caja de rodamientos.**

**Fuente: Propia**

#### **4.4.1.5. Modo de falla 5. Nivel insuficiente en los reservorios de aceites.**

Las hipótesis planteadas por el ENT se pueden apreciar en la Fig. 4.13.

##### **Primera hipótesis del modo de falla 5 del Compresor**

La fuga por los sellos de lubricación presentó como raíz física el daño en los sellos debido a que este presentaba desgastes y le impedía cumplir su función, esto ayudó a determinar que las raíces humanas presentes es la falta de inspección al activo y la falta de reemplazo de estos sellos ya que pudo haber

excedido su vida útil, dentro de las raíces latentes presentadas para esta hipótesis esta la falta de labores de mantenimiento, así como también la falta de disponibilidad de repuestos y la falta de supervisión, estas mencionadas raíces afectan de manera negativa al rendimiento adecuado del compresor.

### **Segunda hipótesis del modo de falla 5 del Compresor**

La siguiente hipótesis que se planteó para este modo de falla fue el bajo nivel de aceite que presentaba el activo, su raíz física es la reposición inadecuada del aceite ya que en muchas ocasiones el reservorio se encontraba vacío (ver Fig.4.22.) lo cual da lugar a la fricción, las raíces humanas abordadas para este análisis fue la falta de reemplazo y el monitoreo inadecuado, es importante destacar que la presencia de estos factores pudo traer como consecuencia un daño catastrófico, las raíces latentes presentadas dejan una vez más en evidencia a la ausencia de supervisión, la falta de adiestramiento y de rondas operacionales.



**Figura 4.22. Nivel de lubricante inadecuado. Fuente: Propia**

#### **4.4.1.6. Modo de falla 6. Daños en el sello laberinto.**

Dentro de las hipótesis formuladas para abordar este modo de falla se encuentra el desgaste del sello laberinto y vibraciones debido a la desalineación ver Fig.4.14.

### **Primera hipótesis del modo de falla 6 del Compresor**

en cuanto a las raíces físicas del desgaste del sello laberinto se encuentran los daños y fractura que poseía (ver Figs. 4.23 y 4.24.), todo esto se debe a la falta de mantenimiento y de reemplazo de cada una de las partes del equipo, es importante destacar que dicho sello excedió su vida útil. Gracias a las reuniones del ENT, se logró desestimar que la fractura del sello se propició debido a un mal montaje, dentro de las raíces latentes presentes para este modo de falla, resaltan nuevamente la ausencia de supervisión, de mantenimiento y de repuestos; estos factores repercutan en gran manera a la confiabilidad de este equipo.



**Figura 4.23. Desgaste en el sello laberinto. Fuente: Propia**



**Figura 4.24. Fractura en el sello laberinto. Fuente: Propia**

**Segunda hipótesis del modo de falla 6 del Compresor**

Al hablar de las vibraciones se formuló como raíz física la desalineación lo cual derivó en las raíces humanas de la falta de inspección, esto se debe al daño que ya presentaba el sello laberinto, dentro de las raíces latentes que se establecieron debido a las reuniones de los entes técnicos presentes se encuentran la ausencia de supervisión y la falta de adiestramiento del personal.

**4.4.1.7. Modo de falla 7. Obstrucción de la tubería de lubricación.**

En conversaciones con los integrantes del ENT, se plantearon dos hipótesis (ver Fig. 4.14.).

**Primera hipótesis del modo de falla 7 del Compresor**

Corresponde a la presencia de partículas producto del desgaste debido a la fricción que presentaba el equipo (ver Fig. 4.25), la raíz física presentada fue el daño de los componentes del activo, las virutas debido al desgaste se

alojaban en las tuberías, la raíz humana establecida fue la falta de mantenimiento, dicha raíz humana dió lugar a la raíz latente de ausencia de procura.



**Figura 4.25. Presencia de partículas en el lubricante. Fuente: Propia**

### **Segunda hipótesis del modo de falla 7 del Compresor**

La otra hipótesis establecida corresponde al mal posicionamiento de las tuberías de lubricación (ver Fig.4.26), lo cual tiene como raíz física ángulos inapropiados en las tuberías, lo cual puede ser producto de malas prácticas de mantenimiento, dentro de las raíces humanas que abarcan esta problemática se encuentra la falta de inspección y la ausencia de ronda operacionales, el ENT dedujo que las raíces latentes que forman parte de este análisis es la falta de mantenimiento y de adiestramiento al personal.



**Figura 4.26. Ángulos indebidos en las tuberías de lubricación.**

**Fuente: Propia**

#### **4.4.2. Análisis de los modos de falla del soplador centrifugo 28-BL-001A/B.**

El estudio de las fallas que afectaron a los sopladores centrífugos 28-BL-001A/B que suministran aire de combustión al incinerador, se plantearon cuatro modos de fallas (Ver Fig. 4.15).

##### **4.4.2.1. Modo de falla 1. Disminución del flujo de aire.**

El análisis de este modo de falla fue llevado a cabo en reuniones del ENT, en la cual se plantearon dos hipótesis las cuales serán descritas a continuación.

##### **Primera hipótesis del modo de falla 1 del Soplador Centrifugo.**

El desgaste en la estructura del sello fue la primera hipótesis establecida por el ENT, luego de muchas conversaciones para abordar dicha falla, el soplador presentaba una pérdida del flujo de aire que en muchas ocasiones sobrecargaba el motor, la raíz física determinada fue el daño en el sello (ver Fig.4.27.), este presentaba desgaste y desprendimiento, dentro de las raíces humanas se encuentra la falta de reemplazo, ya que este activo tenía muchos

años en servicio y no se le había realizado un mantenimiento mayor en mucho tiempo, por otra parte se desestimó una instalación defectuosa del sello, ya que una instalación defectuosa de dicho componente derivaría en una falla catastrófica, al hablar de las raíces latentes se encuentra a la falta de repuestos y la ausencia de actividades de mantenimiento.



**Figura 4.27. Desgaste en el sello. Fuente: Propia**

#### **Segunda hipótesis del modo de falla 1 del Soplador Centrifugo.**

Esta hipótesis corresponde al desbalanceo la cual fue desestimada por el ENT, esto debido a que el equipo presentada valores de amplitud de vibración elevada a la velocidad de giro, pero a su vez esta presentaba armónicos lo cual es un indicio de soltura mecánica, lo cual quedó evidenciado con el desgaste del sello.

#### 4.4.2.2. Modo de falla 2. Lubricación indebida.

##### Primera hipótesis del modo de falla 2 del Soplador Centrifugo.

Para este modo de falla se abordó una sola hipótesis, la cual fue el fallo en el sistema de lubricación, cuyas raíces físicas corresponden al aceite fuera de especificación y a la ausencia de aceite, la primera se debe a que se le estaba suministrando un aceite que no corresponde al establecido por el fabricante y se degradaba muy rápido, dentro de las raíces humanas se encuentran la mala selección del lubricante y la falta de reposición, al hablar de las raíces latentes presentes para este modo de falla se encuentra la ausencia de procuras, adiestramiento de personal, así como también la falta de supervisión, en las Figs. 4.28 y 4.29 se puede observar el estado de aceite del soplador centrífugo.



**Figura 4.28. Estado del lubricante. Fuente: Propia**



**Figura 4.29. Coloración turbia del lubricante. Fuente: Propia**

#### **4.4.2.3. Modo de falla 3. Elevadas temperaturas en lado libre.**

##### **Primera hipótesis del modo de falla 3 del Soplador Centrifugo.**

La primera hipótesis tratada por el ENT para este modo de falla fue un posible daño en los rodamientos del equipo, asociados a los problemas de lubricación del activo y por antecedentes de equipos similares, pero esta hipótesis se desestimó ya que el equipo no presentaba ruido de alta frecuencia, ni frecuencias de rodamientos, además es importante destacar que dicho calor se transmitía en un amplio rango.

##### **Segunda hipótesis del modo de falla 3 del Soplador Centrifugo.**

Las elevadas temperaturas presentes en el soplador de aire, llevaron al ENT, a realizar investigaciones y dedujeron que las altas temperaturas se debían a que el calor del proceso de transmitía, dando así lugar a la raíz física de daños en la chaqueta térmica del activo, ahora bien, en las raíces humanas se encuentra a una instalación defectuosa (ver Fig. 4.30) y falta de labores de mantenimiento, esto permitió establecer como raíces latentes la falta de adiestramiento del personal y la ausencia de supervisión.



**Figura 4.30. Instalación inadecuada de la chaqueta térmica.**

**Fuente: Propia**

#### **4.4.2.4. Modo de falla 4. Perdida de Lubricación.**

**Primera hipótesis del modo de falla 4 del Soplador Centrifugo.**

La pérdida de lubricación tuvo como primera hipótesis establecida el desajuste en las tuberías de lubricación, puesto que se encontraban en muchas ocasiones rastros de lubricante, esta fue desestimada ya que se llevó a cabo inspecciones en conjunto con el personal de mantenimiento y dichas tuberías se encontraban en buen estado y apretadas.

**Segunda hipótesis del modo de falla 4 del Soplador Centrifugo.**

Por otra parte, el ENT siguió realizando investigaciones y durante una parada programada de otras de las unidades del mejorador, la producción de la unidad fue interrumpida por lo que se aprovechó desarmar la cajera del soplador y se evidenció que el sellador de goma (O'RING) que se encuentra en la tapa estaba muy desgastado (Ver Fig.4.31.), la raíz física fue el desgaste en dicho sellador y la raíz humana es la falta de reemplazo ya que excedió su vida útil, la raíz latente abordada para este caso fue la falta de supervisión.



**Figura 4.31. Desgaste del sellador de goma. Fuente: Propia**

#### **4.5. Propuesta de mejoras a los equipos críticos del sistema de compresión de la unidad 28.**

La información empleada para la elaboración de esta etapa se obtuvo a partir de las técnicas de identificación y evaluación de fallas, como el análisis de criticidad, AMEF y ACR, fueron aplicadas a los equipos críticos de la unidad recuperadora de azufre para definir medidas concretas de mejora. Como resultado, se establecieron actividades prioritarias que deben ejecutarse de forma inmediata, en un período menor a sesenta días, en estos equipos críticos (ver Tabla 4.35), acompañadas de acciones periódicas con frecuencias definidas y responsables asignados para garantizar su implementación. Estas iniciativas buscan maximizar la confiabilidad operativa, reducir las fallas y aumentar la disponibilidad de los equipos. Además, las mejoras propuestas, elaboradas en consenso con el ENT y basadas en la experiencia operativa, son aplicables a una amplia variedad de equipos rotativos en el mejorador de PETROPIAR. Validado por el ENT, este enfoque está dirigido a fortalecer el desempeño general de los equipos críticos y garantizar su operatividad a largo plazo.

**Tabla 4.36. Actividades de mantenimiento prioritario de los equipos críticos. Fuente: ENT**

		Actividades de mantenimiento prioritarios para los equipos críticos
ITEM	Tareas de mantenimiento	Equipo
1	Adaptación de un sistema de refrigeración en la caja de rodamientos a través de serpentines que usen como fluido refrigerante agua.	Compresores centrífugos
2	Sustitución del sello laberinto de lubricación.	Compresores centrífugos
3	Procura de un extractor de rodamientos.	Compresores y Sopladores centrífugos
4	Implementación de lubricante sintético.	Compresores centrífugos
5	Rediseñar el sistema de lubricación por nivel.	Compresores centrífugos
6	Implementación de sellos laberinto.	Sopladores centrífugos
7	Sustituir el aislamiento térmico	Sopladores centrífugos

**Tabla 4.37. Actividades de mantenimiento para los compresores centrífugos. Fuente: ENT.**

		<b>Actividades de mantenimiento propuestas para los compresores centrífugos</b>	
<b>ITEM</b>	<b>Actividad</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Responsable</b>
<b>1</b>	Verificar condiciones operacionales, en caso de estar fuera de especificaciones notificar al departamento de operaciones	Diario	Operaciones
<b>2</b>	Validar que los niveles de lubricación sean los adecuados de presentar bajo nivel notificar al supervisor	Diario	Operaciones
<b>3</b>	Inspeccionar auditivamente la presencia de ruidos, en caso de anomalía notificar a operaciones	Diario	Operaciones
<b>4</b>	Realizar limpieza de filtros con la finalidad de mejorar la ventilación	Mensual	Mantenimiento
<b>5</b>	Validar ajustes en los anclajes del equipo para evitar vibraciones, notificar al supervisor de mantenimiento en caso de estar sueltos.	Mensual	Mantenimiento
<b>6</b>	Comprobar el funcionamiento de los dispositivos de protección eléctrica, si existe alguna deficiencia notificar al supervisor de confiabilidad	Mensual	Confiabilidad
<b>7</b>	Verificar la calibración de los instrumentos de medición de presentar deficiencias notificar al supervisor de confiabilidad	Mensual	Mantenimiento / Confiabilidad
<b>8</b>	Realizar giro manual a las máquinas detenidas	Mensual	Mantenimiento
<b>9</b>	Lubricar siguiendo recomendaciones de manuales	Bimensual	Mantenimiento

**Continuación de la Tabla 4.37. Actividades de mantenimiento para los  
compresores centrífugos. Fuente: ENT.**

		<b>Actividades de mantenimiento propuestas para los compresores centrífugos</b>	
<b>ITEM</b>	<b>Actividad</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Responsable</b>
<b>10</b>	Realizar análisis detallado de vibraciones para detectar patrones de fallas	Bimensual	Confiabilidad
<b>11</b>	Comprobar el funcionamiento del sistema de control, incluyendo lógica e instrumentación, en caso de presentar fallas notificar al supervisor de equipos especiales	Trimestral	Técnica
<b>12</b>	Realizar análisis de las tendencias de los datos operacionales para identificar posibles fallas, si se detecta alguna anomalía notificar al supervisor de confiabilidad	Trimestral	Confiabilidad
<b>13</b>	Realizar estudios termográficos con la finalidad de detectar puntos calientes	Trimestral	Confiabilidad
<b>14</b>	Inspeccionar el orificio de retorno del aceite para evitar fugas de lubricante de presentar fuga notificar al supervisor de mantenimiento y operaciones	Trimestral	Mantenimiento
<b>15</b>	Verificar las holguras del rodamiento para garantizar un óptimo funcionamiento luego de la expansión térmica, Ajustar si se encuentra fuera de especificaciones	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad

16	Verificar el estado y ajuste de los tornillos prisionero del acople, realizar ajustes de ser necesario	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad
----	--	-------	-------------------------------

**Continuación de la Tabla 4.37. Actividades de mantenimiento para los compresores centrífugos. Fuente: ENT.**

		<b>Actividades de mantenimiento propuestas para los compresores centrífugos</b>	
ITEM	Actividad	Frecuencia	Responsable
17	Comprobar el funcionamiento del sistema de protección y alarmas de presentar anomalías notificar al supervisor de equipos especiales	Anual	Equipos especiales
18	Inspeccionar la integridad de los selladores de gomas en las cajas de rodamientos, reemplazar de ser requerido	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad
19	Verificar excentricidad de la caja de rodamientos con el eje, ajustar de ser necesario	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad
20	Inspeccionar estado de los sellos laberintos de lubricación, reemplazar de ser requerido	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad
21	Constatar que no exista nivel de líquido en el depósito de aireación.	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad
22	Verificar el estado del rotor con el fin de validar posibles excentricidades o daños, si presenta alguna anomalía notificar al supervisor de mantenimiento y confiabilidad	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad

23	Verificar concentricidad entre el eje y el sello laberinto de lubricación, notificar y ajustar de ser necesario.	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad
24	Validar que no exista desviaciones en las especificaciones de la alineación en frío, notificar al supervisor de mantenimiento y confiabilidad	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad

**Continuación de la Tabla 4.37. Actividades de mantenimiento para los compresores centrífugos. Fuente: ENT.**

		<b>Actividades de mantenimiento propuestas para los compresores centrífugos</b>	
ITEM	Actividad	Frecuencia	Responsable
25	Verificar la distancia axial entre los ejes, si se encuentra fuera de los estándares notificar al supervisor de mantenimiento y confiabilidad y realizar ajustes.	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad
26	Verificar la sujeción de las tuberías para evitar tensiones que puedan generar vibraciones	Bienal	Mantenimiento / Confiabilidad
27	Realizar inspecciones al paso en las tuberías de entrada para constar que no exista restricciones de aire, de presentar anomalías notifica al supervisor de operaciones	Bienal	Mantenimiento / Confiabilidad
28	Validar que la cimentación del conjunto se encuentre nivelada y sólida, notificar de presentar grietas.	Bienal	Mantenimiento / Confiabilidad

<b>29</b>	Realizar balanceo dinámico del rotor para corregir desbalances que puedan ocasionar vibraciones	Trienal	Mantenimiento / Confiabilidad
<b>30</b>	Inspección preventiva usando tintes penetrantes, notificar a mantenimiento si se detectan imperfecciones	Trienal	Mantenimiento / Confiabilidad

**Tabla 4.38. Actividades de mantenimiento para los sopladores centrífugos. Fuente: ENT.**

		<b>Actividades de mantenimiento propuestas para los sopladores centrífugos</b>	
<b>ITEM</b>	<b>Actividad</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Responsable</b>
<b>1</b>	Realizar inspecciones auditivas al soplador para identificar ruidos inusuales que puedan indicar fallas, notificar a operaciones en caso de anomalías	Diario	Operaciones
<b>2</b>	Monitorear los parámetros operacionales del soplador para asegurar su correcto funcionamiento, notificar al supervisor de operaciones si están fuera de rango	Diario	Operaciones
<b>3</b>	Verificar el posicionamiento de las válvulas, notificar en caso de detectar anomalía	Diario	Operaciones

4	Realizar limpieza de filtros para mejorar la eficiencia de entrada de aire	Mensual	Mantenimiento
5	Asegurar la correcta lubricación del soplador, notificar y reponer si los niveles no son los adecuados	Mensual	Mantenimiento
6	Inspección dinámica del soplador para detectar posibles fallas, notificar al supervisor de confiabilidad si se encuentran fuera de rango	Mensual	Confiabilidad
7	Inspeccionar el estado de los sellos de lubricación y realizar reemplazo de ser necesario	Mensual	Mantenimiento / Confiabilidad
8	Inspeccionar estado de la chaqueta térmica para evitar que el calor del proceso llegue a la caja de rodamientos, reemplazar de ser necesario	Trimestral	Mantenimiento / Confiabilidad

**Continuación de la Tabla 4.38. Actividades de mantenimiento para los sopladores centrífugos. Fuente: ENT.**

 <b>PDVSA</b> PETROPIAR		<b>Actividades de mantenimiento propuestas para los sopladores centrífugos</b>	
ITEM	Actividad	Frecuencia	Responsable
9	Asegurar la correcta calibración de los instrumentos de medición, notificar y ajustar de ser requerido	Trimestral	Mantenimiento
10	Validar los repuestos disponibles en almacén y realizar procura de aquellos faltantes	Trimestral	Mantenimiento / Confiabilidad
11	Realizar estudios termográficos con la finalidad de detectar puntos calientes	Trimestral	Confiabilidad
12	Realizar limpieza a las tuberías de lubricación para evitar taponamientos.	Trimestral	Mantenimiento / Confiabilidad

13	Inspeccionar planitud de la superficie del soplador para evitar problemas eléctricos y desalineación, notificar al supervisor de mantenimiento y confiabilidad de presentar anomalías.	Semestral	Confiabilidad
14	Realizar análisis de aceite con el fin de detectar problemas	Semestral	Mantenimiento / Confiabilidad
15	Verificar que los pernos del guarda acople estén correctamente apretados y sin daños, notificar y reemplazar de ser requerido	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad
16	Realizar medición de la distancia entre hubs para garantizar una adecuada alineación, si se encuentra fuera de rango, notificar y ajustar	Anual	Confiabilidad

**Continuación de la Tabla 4.38. Actividades de mantenimiento para los sopladores centrífugos. Fuente: ENT.**

		<b>Actividades de mantenimiento propuestas para los sopladores centrífugos</b>	
ITEM	Actividad	Frecuencia	Responsable
17	Verificar la distancia entre los ejes del motor eléctrico y el soplador, de no ser la adecuada, notificar y ajustar	Anual	Mantenimiento
18	Inspeccionar si el acople no cuenta con láminas fracturadas, de presentarlas notificar al supervisor de mantenimiento y confiabilidad	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad

19	Verificar la alineación del soplador usando tecnología láser, notificar si se detectan desviaciones	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad
20	Inspeccionar la cimentación sobre la cual está instalado el soplador, para evitar vibraciones, de presentar daños, notificar y ajustar.	Anual	Equipos especiales
21	Comprobar el funcionamiento del sistema de protección y alarmas, si presenta daños notificar y reemplazar	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad
22	Realizar mediciones de las holguras para evitar excentricidades, si se encuentran fuera de parámetros, notificar y ajustar	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad
23	Realizar estudios rotodinámicos para detectar fallas, notificar a confiabilidad en caso de anomalías	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad
24	Verificar la sujeción de las tuberías para evitar tensiones, notificar y reemplazar de ser necesario.	Anual	Mantenimiento / Confiabilidad

**Continuación de la Tabla 4.38. Actividades de mantenimiento para los sopladores centrífugos. Fuente: ENT.**

		<b>Actividades de mantenimiento propuestas para los sopladores centrífugos</b>	
ITEM	Actividad	Frecuencia	Responsable
25	Verificar estado de la tuerca de bloqueo de los impulsores y sustituirla si es necesario	Bienal	Mantenimiento
26	Inspecciones preventivas para determinar si el eje posee excentricidad, notificar y ajustar si existen anormalidades	Bienal	Mantenimiento / Confiabilidad

<b>27</b>	Inspección preventiva usando tintes penetrantes, notificar en caso de detectar imperfecciones.	Bienal	Mantenimiento / Confiabilidad
<b>28</b>	Reemplazo de rodamientos	Trienal	Mantenimiento / Confiabilidad
<b>29</b>	Verificar el estado del sello de goma y reemplazar de ser necesario	Trienal	Mantenimiento / Confiabilidad
<b>30</b>	Realizar inspección a la condición de los impulsores con la finalidad de detectar algún desequilibrio y balancear de ser necesario.	Trienal	Mantenimiento / Confiabilidad

Estas actividades tienen como objetivo principal disminuir la incidencia de fallas en los equipos y optimizar su detección, lo cual contribuirá a mejorar su disponibilidad. Adicionalmente, se busca fomentar una cultura de mejora continua en todos los involucrados en las labores de inspección y mantenimiento de los equipos.

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. Conclusiones

1. La unidad 28 perteneciente al área 5 del Mejorador de Crudo de PETROPIAR, posee un plan de mantenimiento, el cual no es llevado a cabo de la manera correcta, debido a la ausencia de los repuestos en el almacén, así como también, la falta de planificación y gerencia, lo que ocasiona paradas no programadas en la unidad, interrumpiendo su producción.
2. Las fallas que interrumpen el desarrollo óptimo de los equipos críticos pertenecientes a la unidad de suministro de aire son: problemas en los rodamientos, deficiencias en el aislamiento térmico, falta de lubricación. Esto repercute directamente en la producción de azufre, traduciéndose en pérdidas económicas y daños ambientales.
3. La jerarquización de los equipos pertenecientes a la unidad de recuperación de azufre se llevó a cabo mediante la metodología D.S., la cual arrojó como equipos críticos los compresores centrífugos 28-K-001 y los sopladores 28-BL-001
4. La falla de mayor impacto que afectó al compresor 28-K-001, fue el atascamiento del eje, debido a la falla de los rodamientos lo cual se originó por la falta de supervisión, de repuestos y la falta de labores de mantenimiento.
5. Se identificó que el compresor 28-K-001, presenta elevadas temperaturas en la caja de rodamientos debido a la degradación del aceite.
6. La aplicación del AMEF a los equipos críticos permitió identificar diecisiete (17) modos de falla, de los cuales ocho (8) están asociados al compresor centrífugo y nueve (9) al soplador centrífugo, siendo las más

7. significativas para el compresor el atascamiento del eje y daños en el sello laberinto y para el soplador las elevadas temperaturas en el lado libre y la disminución del flujo de aire.

8. Mediante la aplicación del ACR, se identificaron las causas de aquellas fallas que afectaron a los equipos críticos de la unidad de recuperación de azufre, siendo para el soplador centrifugo las elevadas temperaturas en el lado libre debido a los daños en la chaqueta térmica, esto de produjo debido a la falta de supervisión y de adiestramiento del personal.

## **5.2. Recomendaciones**

1. Implementar las actividades de mantenimiento establecidas, en el Capítulo IV, para los equipos en busca de mejorar su disponibilidad.
2. Documentar todo lo relacionado a las fallas de los equipos desde las fechas, tiempo entre fallas y tiempo fuera de servicio, todo esto con vista a mejorar y facilitar una planificación de mantenimiento basado en las fallas y así optimizar los tiempos y recursos.
3. Implementar un sistema de inventario periódico en el almacén, y comunicar de manera regular al personal de operaciones la disponibilidad de repuestos para cada uno de los equipos involucrados en el proceso productivo.
4. Adiestrar constantemente al personal, con la finalidad de crear un ambiente de trabajo optimo y productivo.
5. Establecer políticas claras en cuanto a procura que incluyan procedimientos, responsables y criterios de selección.
6. Realizar una evaluación integral a mediano plazo, una vez implementadas las actividades de mejora propuestas, con el objetivo de verificar el impacto positivo en el proceso de producción de azufre.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Velásquez, L. (2022). **Propuesta de Mejoras a las Bombas de Exportación de Crudo (P-50003-A/B/S)**. Adscritas a PETROCEDENO S.A. Trabajo de grado presentado para optar al título de ingeniero Mecánico, Universidad de Oriente. Anzoátegui, Venezuela.
- [2] Yánez, H. (2021). **Propuestas de Mejoras a los Equipos Estáticos Críticos de la Unidad de Hidrocraqueo de Gasóleos Pesados (unidad 16) de la Planta de Hidroprocesos, PDVSA Petropiar**. Trabajo de grado presentado para optar al título de ingeniero Mecánico, Universidad de Oriente. Anzoátegui, Venezuela.
- [3] Makkoukdji, A. (2014). **Propuesta de mejoras a la confiabilidad de equipos dinámicos críticos mediante la metodología de análisis de fallas en la Planta compresora de gas natural San Joaquín**, Trabajo de grado. Departamento de Ingeniería Mecánica. Universidad de Oriente.
- [4] Peiyang Chemical Eng. Co. (2022). **Unidad de recuperación de azufre**. Disponible en la página web: <https://es.peiyangchem.com/modular-refinery/processing-units-of-oil-refinery/sru.html>.
- [5] Borsboom, J. (2010). **Proceso para la recuperación de azufre a partir de gases que contienen azufre con alta eficacia**. Patente de invención. Oficina Española de Patentes y Marcas. España.
- [6] PDVSA Petropiar (2015). **Proceso de recuperación de azufre**.
- [7] Cengel, Yunus A., y Michael A. Boles. Termodinámica (8va ed). McGraw-hill
- [8] Airpressa. (2022). **¿Qué Tipos de Compresor de Aire Existen? La Lista Completa**. Disponible en la página web: <https://www.airpressa.com/es/que-tipos-de-compresor-de-aire/>.

- [9] Manufacturera Century. (2024). **¿Cómo funciona un soplador de aire?** Disponible en la página web: <https://mcentury.com.mx/soplador-de-aire/#:~:text=%C2%BFC%C3%B3mo%20funciona%20un%20soplador%20de%20se%20presuriza%20para%20ser%20liberado>.
- [10] Suárez, D., Bravo, D. (2011). **Guía de fundamentos de mantenimiento**. Trabajo no publicado. Universidad de Oriente. Puerto La Cruz, Edo. Anzoátegui Venezuela.
- [11] SUÁREZ, D. Y BRAVO, D (2008). **Mantenimiento Mecánico**. Guía Teórico-Práctico, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Oriente, Barcelona, Venezuela.
- [12] Duffuaa, S., Raouf, A. (2010). **Sistemas de mantenimiento: Planificación y Control**. Editorial Limusa, México.
- [13] Cegid. (2023). **¿Qué es un plan de mantenimiento?** Disponible en la página web: <https://www.cegid.com/ib/es/blog/plan-de-mantenimiento-gp/#:~:text=El%20plan%20de%20mantenimiento%20es%20un%20document%20t%C3%A9cnico%20en%20el,la%20productividad%20de%20cada%20equipo>.
- [14] Añe, J. (2020). **Contextos operacionales, una manera de entender y mejorar la confiabilidad operacional**. Disponible en la página web: <https://esp.reliabilityconnect.com/contextos-operacionales-una-manera-de-entender-y-mejorar-la-confiabilidad-operacional/>.
- [15] IEC 60812:2018 - Analysis techniques for system reliability - Procedure for failure mode and effects analysis (FMEA).
- [16] Drew. (2021). **ACR: en qué consiste el análisis de causa raíz**. Disponible en la página web: <https://blog.wearadrew.co/acr-en-que-consiste-el-analisis-de-causa-raiz>.

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

<b>TÍTULO</b>	“ELABORACIÓN DE UNA PROPUESTA DE MEJORAS AL SISTEMA DE COMPRESION DE LA UNIDAD 28 EN LA PLANTA DE AZUFRE DEL MEJORADOR PDVSA PETROPIAR”.
<b>SUBTÍTULO</b>	

### AUTOR(ES)

APELLIDOS Y NOMBRES	CVLAC / E_MAIL
Ladera H, Antonio A.	<b>CVLAC:</b> 27.136.593 <b>E_MAIL</b> laderantonio09@gmail.com

### PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

falla
confiabilidad
mantenibilidad
disponibilidad
equipos
rotativos
compresores
mantenimiento

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

AREA	SUBAREA
Escuela De Ingeniería Y Ciencias Aplicadas.	Departamento De Ingeniería Mecánica.

### RESUMEN (ABSTRACT):

En el presente trabajo se elaboró una propuesta de mejoras al sistema de compresión de la unidad recuperadora de azufre, pertenecientes al mejorador de crudo de PETROPIAR, el estudio inició con la descripción del contexto operacional de los equipos que conforman la unidad, seguidamente se llevó a cabo la jerarquización de los equipos implementando la metodología D.S., posteriormente se realizó un análisis de modos y efectos de falla (AMEF), a los equipos con mayor nivel de criticidad, en este apartado se identificaron las fallas funcionales y los modos de fallas de los equipos, se prosiguió con la realización de un análisis causa raíz (ACR), con la finalidad de identificar las causas de las fallas en los equipos que conforman el sistema de compresión, por último se realizaron propuestas de mejoras tanto para los equipos críticos y equipos rotativos en general. Este trabajo demostró que los equipos críticos de la unidad de recuperación de azufre eran los compresores centrífugos 28-K-001A/B/C y los sopladores centrífugos 28-BL-001A/B, una vez identificada la situación actual de dichos equipos, se constató que las actividades y planes de mantenimiento no son llevados a cabo correctamente debido a las continuas fallas presentadas, desde la falta de lubricación, así como también daños en los rodamientos, problemas con el aislamiento térmico, degradación del lubricante, entre otras, mediante la aplicación del ACR se demostró que las raíces latentes más relevantes fueron la falta de supervisión, de gerencias, adiestramiento de personal, ausencia de labores de mantenimiento, ausencia de repuestos en el almacén, finalmente se propusieron las mejoras a los equipos críticos de la unidad.

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

### CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / Código CVLAC / E_MAIL				
Bravo, Darwin	ROL	CA	AS <sub>x</sub>	TU	JU
	CVLAC:	8.298.181			
	E_MAIL	darwinjbg@gmail.com			
	E_MAIL				
García, Francisco	ROL	CA	AS	TU	JU <sub>x</sub>
	CVLAC:	5.188.071			
	E_MAIL	garciacova@gmail.com			
	E_MAIL				
Payares, Félix	ROL	CA	AS	TU	JU <sub>x</sub>
	CVLAC:	5.976.608			
	E_MAIL	fpayares@gmail.com			
	E_MAIL				

### FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2025	05	02
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DIA</b>

LENGUAJE. SPA

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

### ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
NAZTTG_LHAA2025	Application/msword

### CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS:

#### ALCANCE

ESPACIAL: PDVSA PETROPIAR (OPCIONAL)

TEMPORAL: 06 MESES (OPCIONAL)

### TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero mecánico.

### NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado.

### ÁREA DE ESTUDIO:

Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas.

### INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente/Núcleo de Anzoátegui.

# METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO



UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
CONSEJO UNIVERSITARIO  
RECTORADO

CU N° 0975

Cumana, 04 AGO 2009

Ciudadano  
**Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ**  
Vicerrector Académico  
Universidad de Oriente  
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda "SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009".

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
SISTEMA DE BIBLIOTECA

RECIDO POR *[Firma]*

FECHA 05/08/09 HORA 5:30

hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

*[Firma]*  
JUAN A. BOLANOS CUMBELO

Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Telesinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YOC/maruja

Apartado Correo 094 / Teléf: 4008042 - 4008044 / 8008045 Telefax: 4008043 / Cumana - Venezuela

## **METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO**

### **DERECHOS:**

“Los trabajos de grado son exclusiva propiedad de la universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo quien lo participará al Consejo Universitario, para su autorización.”

---

Antonio Ladera  
**AUTOR**

---

Prof. Darwin Bravo  
**TUTOR**

---

Prof. Francisco García  
**JURADO**

---

Prof. Félix Payares  
**JURADO**

Prof. Carlos Gomes  
**POR LA COMISIÓN DE TRABAJOS DE GRADO**