

EVALUACIÓN, DISEÑO Y APLICACIÓN DE PRUEBA “INDICADOR DE SALUD”
PARA LAS CALDERAS DEL DEPARTAMENTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES
DE LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA

SERGIO GALVÁN VARGAS

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

2021

EVALUACIÓN, DISEÑO Y APLICACIÓN DE PRUEBA “INDICADOR DE SALUD”
PARA LAS CALDERAS DEL DEPARTAMENTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES
DE LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA

SERGIO GALVÁN VARGAS

Trabajo de grado presentada como requisito para optar el título de
Magíster en Gerencia de Mantenimiento

Director

DANIEL ORTÍZ PLATA

Magíster en Gerencia de Mantenimiento

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

2021

DEDICATORIA

A Dios que me protege y me da fuerzas para luchar día a día.

A mi madre y mis familiares por su apoyo y tiempo.

*A mi esposa por su comprensión, por su paciencia y su ayuda
para cumplir esta meta.*

A mi hijo Matías que es mi motor, mi fortaleza y apoyo.

Y a todos mis amigos que creyeron en mí para salir adelante.

Sergio Galván Vargas

AGRADECIMIENTOS

A Dios por estar presente en cada momento de mi vida y por este logro alcanzado.

A mi director del proyecto Ing. Daniel Ortiz por todas sus orientaciones y sugerencias para la culminación de este trabajo.

A mis compañeros de trabajo Gabriel Gil, Alexander Meneses y Juan Gabriel moya, por todos sus aportes y consejos para realizar y cumplir esta meta.

A Ecopetrol-USO que es una gran empresa, creen en sus trabajadores e invierte en el conocimiento del personal.

El Autor

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	15
1.1 HIPÓTESIS.....	18
2. OBJETIVOS.....	19
2.1 OBJETIVO GENERAL	19
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	19
3. JUSTIFICACIÓN DEL PLAN PROPUESTO	20
4. ANÁLISIS DE LA LITERATURA RECOPIADA	22
4.1 MARCO TEÓRICO	22
4.2 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	22
5. MARCO CONCEPTUAL	27
5.1 QUÉ ES LA GESTIÓN DE ACTIVOS	27
5.1.1 Beneficios del Sistema de Gestión de Activos	28
5.1.2 Elementos de un sistema de gestión de activos	29
5.2 INDICADORES DE LA SALUD DE ACTIVOS	30
5.2.1 Utilidad de índice de salud	31
5.2.2 Formulación del índice de salud	34
5.2.3 Indicadores de salud y la gestión de activos.....	36
6. METODOLOGÍA	38

7. ANÁLISIS DE LOS ACTIVOS, MODOS DE FALLA Y VARIABLES OPERACIONALES	40
7.1 DESCRIPCIÓN DEL ACTIVO.....	40
7.2 ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DEL GENERADOR DE VAPOR Y SUS MECANISMOS DE DAÑO	41
7.2.1 Hogar	42
7.2.2 Precalentador de aire.....	42
7.2.3 Calentador de aire	42
7.2.4 Súper-calentador o sobre-calentador.....	43
7.2.5 Deshollinadores	43
7.2.6 Tambor de vapor.....	43
7.2.7 Tambor de lodos	44
7.2.8 Quemadores	44
7.2.9 Identificación de mecanismos de deterioro y modos de fallas en calderas...	45
7.3 MECANISMOS DE FALLA.....	46
7.3.1 Oxidación a alta temperatura	46
7.3.2 Termofluencia o Creep.....	47
7.3.3 Corrosión por formación de H ₂ SO ₄	49
7.3.4 Corrosión Steam Blanketing	50
7.3.5 Corrosión por CO ₂	51
7.3.6 Depósitos en el lado de aguas.....	52
7.3.7 Incrustaciones en calderas	52
7.4 DIAGNÓSTICO EN CALDERAS.....	59
7.4.1 Ultrasonido.....	59
7.4.2 Termografía	60
7.4.3 Ensayos y controles no destructivos.....	60
7.4.4 Medidor de espesor	60
7.4.5 Replica Metalográficas.....	61
7.4.6 Inspecciones visuales	61
7.4.7 Inspecciones boroscópicas	61

7.4.8 Corrientes Eddy	62
7.4.9 Método de líquidos penetrantes.....	62
7.4.10 Partículas magnéticas.....	63
7.5 FUENTES DE INFORMACIÓN	64
7.6 IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES DE PROCESO Y DE LAS CONDICIONES FÍSICAS PARA CALCULAR EL INDICADOR DE SALUD.....	65
 8. ESTABLECIMIENTO DE LAS VARIABLES Y SU INFLUENCIA EN EL INDICADOR DE SALUD	76
8.1 SELECCIÓN PARÁMETROS Y PESOS DEL INDICADOR.....	76
8.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	87
8.3 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE SALUD Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	93
8.3.1 Cálculo del índice salud final.....	93
8.3.2 Resultados de la evaluación	93
8.4 RESULTADOS.....	94
 9. CONCLUSIONES	96
 10. RECOMENDACIONES.....	98
 BIBLIOGRAFÍA.....	100

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Diagrama general del proceso de generación.	16
Figura 2. Cálculo del índice de salud.	34
Figura 3. Esquema de la caldera.	41

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Datos de diseño Calderas.....	40
Tabla 2. Valores de velocidad de corrosión en mpy para el mecanismo de daño de oxidación a alta temperatura para diferentes materiales.	47
Tabla 3. Muestra los valores de temperatura límite para diferentes materiales.	49
Tabla 4. Mecanismos de fallas y sus causas.	53
Tabla 5. Técnicas de inspección según el tipo de daño.....	63
Tabla 6. TAG'S de monitoreo de variables.	64
Tabla 7. Parámetros de monitoreo.....	65
Tabla 8. Variables operativas de control.	74
Tabla 9. Definición de pesos de cada variable en el componente tubería del Hogar.	77
Tabla 10. Definición de pesos del indicador para cada componente.	79
Tabla 11. Criterio específico del síntoma.	87
Tabla 12. Resultado de análisis del componente Tubería del hogar.	88
Tabla 13. Definición cualitativa del Índice de Salud por componentes.	94

LISTA DE ANEXOS

(Ver anexos adjuntos en la Base de Datos del Departamento de Biblioteca UIS)

Anexo A. Indicadores de la Caldera B-2401

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN, DISEÑO Y APLICACIÓN DE PRUEBA DE “INDICADOR DE SALUD” PARA LAS CALDERAS DEL DEPARTAMENTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES DE LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA.¹

AUTORES: SERGIO GALVÁN VARGAS.²

PALABRAS CLAVES: CALDERAS, GENERACIÓN TÉRMICA, ÍNDICE DE SALUD, GESTIÓN, MANTENIMIENTO.

DESCRIPCIÓN O CONTENIDO:

El presente trabajo tiene como objetivo realizar un método para determinar los índices de salud de los activos en las calderas del Departamento de Servicios Industriales Refinería, los cuales son fundamentales para la generación de vapor y el suministro al interior de la refinería para sus procesos.

Estos activos (calderas) llevan una delicada gestión y para esto es necesario conocer los síntomas en sus componentes y así tener una predicción para la prevención de fallas y que acciones ejecutar para mantener el control sobre estas. Es bajo estas condiciones que diferentes métodos, técnicas y filosofías se han visto desarrolladas, buscando monitorear de forma constante diferentes variables en los activos.

Se parte de una reseña bibliográfica de las metodologías utilizadas en los activos de la industria, la historia de la gestión y las políticas de gestión y mantenimiento de activos dentro de la empresa, para así desarrollar una tesis de las últimas prácticas del Asset Health Management desde un punto de vista integral. En función de estas, y de las recomendaciones de diferentes autores y normativas, se desarrolló una metodología que busca normalizar un proceso lógico de pensamiento, que no sea robusto y considere la experiencia a cualquier activo que se desee analizar, que, tenga en consideración la sintomatología de falla, y como esta puede ser evaluada con las herramientas ya implementadas en la empresa, logrando establecer modelos de gestión de falla.

Se expone el Caso de Estudio a las Calderas del Departamento de Servicios Industriales Refinería, la parte de los componentes estáticos del equipo analizado al detalle bajo la metodología propuesta.

Finalmente se concluye estudiando la posibilidad de expandir la metodología a cualquier tipo de activo y las ventajas que tendría la integración con nuevas tecnologías en Plantas de Generación Térmica, presentando las ventajas y desventajas de la metodología propuesta.

¹ Tesis de Maestría.

² Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Maestría en Gerencia de Mantenimiento. Director: Daniel Ortiz Plata, Mag. en Gerencia de Mantenimiento.

SUMMARY

TITLE: EVALUATION, DESIGN AND TEST APPLICATION OF THE “HEALTH INDEX” FOR THE STEAM BOILERS OF THE INDUSTRIAL SERVICES DEPARTMENT OF THE BARRANCABERMEJA REFINERY.³

AUTHOR: SERGIO GALVÁN VARGAS.⁴

KEYWORDS: BOILERS, THERMAL GENERATION, HEALTH INDEX, MANAGEMENT, MAINTENANCE.

DESCRIPTION OR CONTENTS:

The objective of this work is to carry out a method to determine the health indices of the assets in the boilers of the Refinery Industrial Services Department, which are fundamental for the generation of steam and the supply to the interior of the refinery for its processes.

These assets (boilers) carry a delicate management and for this it is necessary to know the symptoms in their components and thus have a prediction for the prevention of failures and what actions to take to maintain control over them. It is under these conditions that different methods, techniques, and philosophies have been developed, seeking to constantly monitor different variables in assets.

It starts with a bibliographic review of the methodologies used in the assets of the industry, the history of management and the policies of management and maintenance of assets within the company, to develop a thesis of the latest practices of Asset Health Management from a comprehensive point of view. Based on these, and the recommendations of different authors and regulations, a methodology was developed that seeks to normalize a logical process of thought, which is not robust and considers the experience of any asset to be analyzed, which considers the Failure symptomatology, and how this can be evaluated with the tools already implemented in the company, managing to establish failure management models.

The Case Study of the Boilers of the Refinery Industrial Services Department is exposed, the part of the static components of the equipment analyzed in detail under the proposed methodology.

Finally, it concludes by studying the possibility of expanding the methodology to any type of asset and the advantages that integration with new technologies in Thermal Generation Plants would have, presenting the advantages and disadvantages of the proposed methodology.

³ Master Thesis.

⁴ Faculty of Engineering Physics and Mechanics. Mechanical Engineering School. Specialization in Maintenance Management. Director: Daniel Ortíz Plata, Mas. in Maintenance Management.

INTRODUCCIÓN

La gestión de activos es un elemento esencial para todas las empresas independientemente del sector al que pertenezcan, ya sean industrias de manufactura, eléctricas, petroquímicas o mineras; porque define tácticas para extender la vida útil de cualquier equipo, estableciendo prioridades de mantenimiento preventivo y correctivo, lo que incide sobre el beneficio para las organizaciones en costo, riesgo y el desempeño.

Dentro del context del ciclo de vida de un equipo, el indicador de salud se convierte en una manera o herramienta para pensar sobre los requerimientos específicos para operar los equipos de la mejor forma posible. Tal situación genera en las plantas y equipos un alto desempeño tanto en calidad como en seguridad y no solo limitándose a realizar el mantenimiento, es la principal herramienta para la producción, donde es el eje principal logrando llevar a la planta y a los equipos a tener una excelente disponibilidad y confiabilidad.

Toda empresa busca la forma óptima de generar valor a partir de los activos y solo necesita conocer la inversión suficiente para mantener sus plantas y equipos altamente confiables. Aquí es donde aparece el de índice de salud, ayudando a obtener en las plantas y equipos el valor requerido para las organizaciones.

Para tal efecto, en el presente trabajo se empleará la estructura, definiciones y la metodología de evaluación del "índice de salud" aplicado en equipos /o activos del sector de hidrocarburos; un concepto nuevo en nuestro medio, pero que presenta un elevado potencial de uso a nivel internacional, por varias empresas o compañías de generación y distribución de energía.

La finalidad del índice de salud aplicado en este trabajo, es medir cuantitativamente la condición del equipo sobre la base de varios factores relacionados específicamente con la degradación acumulativa a largo plazo y que dan como resultado el fin de la vida útil de las calderas de vapor que se encuentran en operación en la Unidad de Servicios Industriales de la Refinería de Barrancabermeja.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

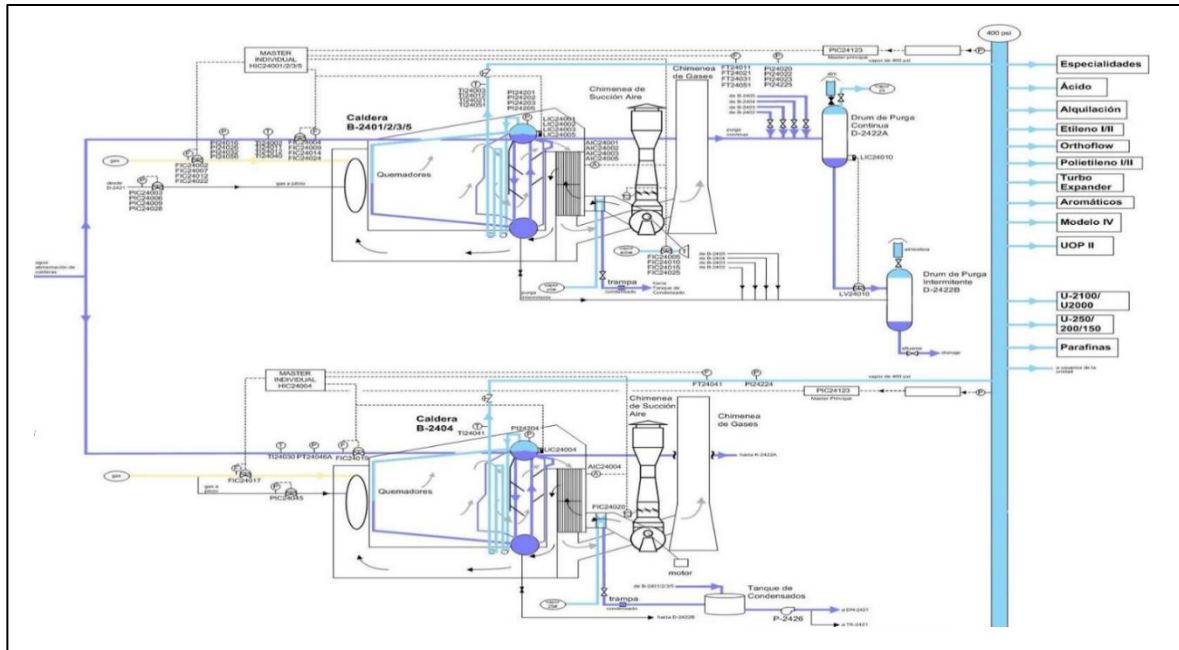
La refinería de Barrancabermeja en 1976 llevó a cabo el montaje de las Calderas Central Norte B-2401/2/3 con una capacidad de 200 KLBH y en el año de 1978 se construyeron las B-2404/5 con una capacidad de 300 KLBH cada una, para lograr el suministro necesario de vapor a los diferentes usuarios.

La producción de vapor en una refinería es fuertemente importante ya que es el corazón para el desarrollo de los procesos de refinación, uso en actividades de mantenimiento y para la generación de energía eléctrica.

El proceso de generación de vapor para las calderas de vapor B-2401/2/3/4/5 es el mismo, tal como se muestra en la figura 1. Inicia con la entrada de agua de alimentación a calderas proveniente de los desaireadores DH-2421 y DH-2422. El proceso de desaireación en los DH-2421/22 se lleva a cabo al colocar en contacto una corriente de mezcla de agua desmineralizada y condensado en contracorriente con vapor de 25 psi en el reactor del desaireador.

El tratamiento químico en los DH-2421 y DH-2422 se lleva a cabo por medio de la adición de un secuestrante de oxígeno, soda, dispersante de hierro y dureza y antiespumante. Posteriormente, se succiona el flujo de agua de alimentación de calderas por medio de las Bombas de Agua de Alimentación a Calderas P2421A/B/C/D y P-2422A/B/C hacia las B-2401/2/3/4/5.

Figura 1. Diagrama general del proceso de generación.



Fuente: ECOPETROL S.A. Manual de Unidad de Procesos, Servicios Industriales Refinería. Barrancabermeja: La Compañía. 43 p. [Consultado el: 15 de noviembre de 2020]

El agua desairada entra en la caldera al tambor de vapor e inicia una circulación natural por diferencias de densidades en donde el agua en el tambor de vapor pasa al tambor de lodos a través de una tubería (tubos bajantes o tubos de agua) que los conecta.

Del tambor de lodos salen dos cabezales laterales a partir de los cuales se conforman las paredes laterales del hogar de la caldera. Otras tuberías salen directamente del tambor de lodos formando la pared de pantalla, pared de quemadores, piso del hogar y ático (tubos elevadores o generadores de vapor) que, en conjunto, forman el hogar de la caldera. Los tubos generadores son calentados principalmente por la radiación que produce la quema del combustible en el hogar, haciendo que en su interior se genere vapor húmedo.

El vapor producido pasa a través de paneles secadores ubicados en la parte superior del interior del tambor de vapor, para obtener un vapor saturado. Finalmente, el vapor pasa por los tubos del supercalentador a fin de aumentar su temperatura al aprovechar la energía de los gases de combustión en la zona de convección de la caldera.

El vapor seco-sobrecalentado sale de la caldera hacia el cabezal de vapor de 400 psi. El vapor producido en las calderas central norte se envía al cabezal de 400 psi para ser distribuido a los usuarios a lo largo de las unidades de la refinería por tuberías que conforman el cabezal de vapor de alta presión.

Las calderas del departamento de servicios industriales llevan operando de manera continua 40 años, las cuales, en la fase de inicio de operación, tenían en un 100% de sus indicadores de desempeño. Pero con el paso de los años y el desgaste asociado por el ambiente, sus componentes generaron fallas inesperadas, tiempo de inactividad asociado con tales fallas, pérdida de producción y costos de mantenimiento más altos, problemas importantes en cualquier planta de proceso.

La refinería debe mantener una carga máxima y estable, es por eso por lo que la generación de vapor en las calderas se deba evaluar y diagnosticar la condición real en la que se encuentran los activos. Esto con el fin de tener un equilibrio entre las inversiones, los costos de mantenimiento y el desempeño de los activos, esto pretende justificar económicamente, técnicamente las decisiones y planes para el reemplazo económico de los activos.

En los últimos años, las actividades mantenimiento se han optimizado, en particular, mediante la aplicación y el desarrollo continuo de técnicas de prueba y diagnóstico. Se cuenta con bases de datos de los mantenimientos realizados y de sus averías, sin embargo, no se tiene una herramienta útil para analizar, verificar y representar cada síntoma y cuantificar los diversos parámetros que pueden estar afectando

directa o indirectamente las características de envejecimiento y funcionamiento del equipo.

El Índice de Salud AHI (Asset Health Index)⁵ está concebido como una herramienta práctica que combina los resultados de las observaciones operativas y pruebas de laboratorio para traducirlos en un índice objetivo y cuantitativo, proporcionando un valor del estado de la salud general, con el objetivo de gestionar los activos e identificar las necesidades de inversión, así como priorizar las inversiones en capital y los programas de mantenimiento.

1.1 HIPÓTESIS

El presente trabajo de investigación pretende aportar información del estado de salud en las calderas del departamento de servicios industriales refinería creando una herramienta de trabajo fundamentada en la evaluación de la condición del activo donde mida la degradación de este activo con relación al siguiente cuestionamiento:

“Con la creación de un indicador de salud, ¿se puede diagnosticar y medir la condición global de un activo, reduciendo costos, riesgos y predecir el desempeño y la probabilidad de falla de las calderas del departamento de servicios industriales de la refinería de Barrancabermeja”.

⁵ HAERNANDA, Gusti. et al. Application of health index method for transformer condition assessment. [En línea]. TENCON 2014 IEEE Region 10 Conference, Bangkok, Thailand, 2014, pp. 1-6. [Consultado el: 05 de noviembre de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7022433>

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluación, diseño y aplicación de prueba de un “Indicador de salud” para las calderas del departamento de Servicios Industriales de la Refinería de Barrancabermeja.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar y reconocer los aspectos relevantes que pueden llegar a determinar el indicador de salud de equipos (activos) con el fin de aplicarla en las calderas de servicios industriales refinería.
- Examinar, identificar y entender las variables requeridas para construir índices de salud de calderas, aplicable a las calderas del departamento de servicios industriales de la refinería de Barrancabermeja.
- Definir la metodología para el cálculo del (de los) indicador(es) de salud de calderas y aplicarlo a los activos de la refinería de Barrancabermeja.
- Analizar los resultados de la evaluación de la salud de las calderas del Departamento de Servicios Industriales de la Refinería de Barrancabermeja.

3. JUSTIFICACIÓN DEL PLAN PROPUESTO

El Departamento de Servicios Industriales de la Refinería de Barrancabermeja de ECOPETROL S.A., se encuentra sujeto a diferentes presiones, tanto internas como externas, las cuales deben ser gestionadas de forma óptima para garantizar la continuidad de sus operaciones. Esta continuidad operacional se encuentra estrechamente ligada a la oportuna toma de decisiones, coherentes y alineadas con los objetivos estratégicos del negocio, como lo es la calidad, la seguridad y la confiabilidad, por lo que disponer de un sistema balanceado y equilibrado de indicadores de desempeño del sistema de gestión de activos es fundamental, para lograr este cometido.

Las calderas del departamento de servicios industriales han tenido múltiples fallas de manera frecuente generando un impacto económico en cada una de sus paradas no programadas. Se desea conocer la condición real con un indicador de salud para determinar si estos activos se encuentran enfermos y cómo se puede prolongar la vida útil durante su ciclo de vida.

Cuando un equipo (caldera) en servicio está envejeciendo, hay que prestarle mayor atención a su disponibilidad y confiabilidad; por lo que la evaluación de su condición y riesgo son necesarias para mejorar el rendimiento, extender su vida útil, disminuir los costos y tomar las mejores decisiones técnicas y económicas respecto a la gestión del ciclo de vida. El equilibrio óptimo entre las inversiones de capital, los costos de mantenimiento de los activos y el funcionamiento de estos, requiere justificaciones técnicas, económicas, decisiones de ingeniería y planes de reemplazo del equipo capital.

El Índice de Salud AHI (Asset Health Index) está concebido como una herramienta práctica que combina los resultados de las observaciones operativas y pruebas de

laboratorio para traducirlos en un índice objetivo y cuantitativo, proporcionando un valor del estado de la salud general, con el objetivo de gestionar los activos e identificar las necesidades de inversión, así como priorizar las inversiones en capital y los programas de mantenimiento.⁶

La finalidad de este trabajo es probar una herramienta práctica para analizar, verificar y representar el estado de salud de las calderas y cuantificar los diversos parámetros que pueden estar afectando directa o indirectamente las características de funcionamiento y envejecimiento del equipo. Así mismo, que facilite a futuro la generación de recomendaciones con respecto a las acciones de reposición, reacondicionamiento o mantenimientos de las calderas del departamento de servicios industriales de la refinería de Barrancabermeja.

⁶ HAERNANDA, Gusti. et al. Application of health index method for transformer condition assessment. [En línea]. TENCON 2014 IEEE Region 10 Conference, Bangkok, Thailand, 2014, pp. 1-6. [Consultado el: 05 de noviembre de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7022433>

4. ANÁLISIS DE LA LITERATURA RECOPIADA

4.1 MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se realiza un resumen de los aspectos relevantes de la literatura investigada durante el desarrollo del estudio. El objetivo de la revisión de la literatura fue identificar los principales estudios de investigación y aplicación relacionados con la metodología del índice de salud, y evaluar su aporte y nivel de aplicación. La metodología de la que se trata en el presente trabajo es un método bastante novedoso que tiene una proyección de aplicación a una gran cantidad de activos, sin embargo, el trabajo se centra en el estudio de la metodología aplicada a las calderas de vapor.

4.2 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

La Asociación Canadiense de Electricidad (CEA) y la empresa de consultoría Deloitte, realizaron un documento técnico que proporciona un punto de vista del uso actual de los índices de salud de activos en los servicios públicos canadienses, para proporcionar una indicación de las mejores prácticas, y para generar una hoja de ruta para las empresas que desean adoptar prácticas de salud de activos más avanzados. Con el documento técnico pretenden avanzar en los esfuerzos de gestión de activos de las organizaciones, lo que lleva a las prácticas optimizadas de mantenimiento, la mejora de la fiabilidad de la red, la satisfacción del cliente y la eficiencia del negocio.⁷

⁷ DELOITTE y CANADIAN ELECTRICITY ASSOCIATION. Asset Health Indices, A utility industry necessity. [En línea]. Manitoba, Canadá: La Compañía, 2014. 28 p. [Consultado el: 20 de octubre de 2020]. Disponible en: http://www.pubmanitoba.ca/v1/exhibits/mh_gra_2015/coalition-10-3.pdf

Detalles de la metodología y la evaluación de índices de salud, pueden encontrarse en trabajos previamente publicados. En resumen, las investigaciones describen el Índice de Salud como una herramienta práctica que combina los resultados de observaciones operativas, inspecciones de campo y pruebas de laboratorio y sitio para administrar el activo y priorizar las inversiones en capital y planes de mantenimiento.

En la onceava conferencia del IEEE, Thor Hjartarson y Shawn Otal⁸, en su ponencia denominada "Predicción de la condición futura de los activos basada en el índice de salud actual y el nivel de mantenimiento", destacan las siguientes consideraciones:

- Se relató sobre la reestructuración del sector eléctrico en modelos comerciales orientados a las ganancias.
- Un número creciente de empresas de servicios eléctricos estaban adoptando índices de salud para medir y monitorear la condición de sus activos.
- Se observó que los índices de salud representan una forma novedosa de capturar y cuantificar los resultados de las observaciones operativas, inspecciones de campo y pruebas in situ y de laboratorio en una imagen objetiva y cuantitativa, proporcionando la salud general de los activos.
- Los índices de salud de activos se han de convertir en una herramienta poderosa para administrar activos e identificar necesidades de inversión y priorizar inversiones en programas de capital y mantenimiento.
- Los valores del índice de salud en el futuro pueden predecirse teniendo en cuenta el impacto de las condiciones ambientales y operativas junto con las prácticas de mantenimiento preventivo.

⁸ HJARTARSON, Thor y OTAL, Shawn. Predicting Future Asset Condition Based on Current Health Index and Maintenance Level. [En línea]. ESMO 2006 IEEE 11th International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance, Albuquerque, USA, 2006. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4144515/authors#authors>

Así mismo, describen las técnicas para tener en cuenta el impacto del mantenimiento preventivo en los índices de salud y para predecir la condición futura de los activos en función del índice de salud actual y las prácticas de mantenimiento.

Las técnicas se pueden utilizar para evaluar los riesgos futuros asociados con un activo o para seleccionar niveles de mantenimiento óptimos que proporcionarían el equilibrio adecuado entre el riesgo y los costos de inversión.

En la actualidad, las investigaciones sobre indicadores de salud están centradas en equipos de generación y transmisión de energía, fue donde mayor importancia ha tomado la creación de índice de salud debido al gran impacto y penalización por el no servicio continuo de energía en el sistema eléctrico.

Por su parte Veronika Kirylchyk⁹ en tu tesis “Aplicación de la metodología de cálculo de índice de salud de activos a transformadores de potencia” desarrolla una herramienta de gestión basada en la evaluación de la condición del activo que cuantifica la degradación del transformador de energía y que se combina con la criticidad del mismo, para generar una recomendación con respecto a las acciones de reposición, reacondicionamiento o mantenimiento de los transformadores dentro de un plazo definido y que se resumen en un plan de gestión de activos optimizado en el largo plazo.

⁹ KIRYLCHYK, Veronika. Aplicación de la metodología de cálculo de índice de salud de activos a transformadores de potencia. Propuestas de mejora. Trabajo de grado Ingeniería de Organización Industrial. Sevilla, España: Universidad de Sevilla, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Departamento de Organización Industrial y Gestión de Empresas, 2017. 94 p. [Consultado el: 22 de septiembre de 2020]. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/91425>

De otro lado, la empresa IBM¹⁰ ha construido una plataforma de análisis para la industria de energía y servicios públicos. Esta plataforma desarrolla una aplicación de Salud de activos de IBM Insights Foundation for Energy, proporciona índices y valores numéricos que indican la salud y riesgo de activo y error de red. Estos valores indicados son:

- Índice de salud
- Anomalía
- Gravedad
- Riesgo.

Asimismo, la empresa DINGO¹¹, una empresa mundial en mantenimiento predictivo une a las personas y la tecnología galardonada para proporcionar inteligencia procesable a las industrias intensivas en activos con una aplicación llamada Trakka Asset Health Management. Aprovecha la combinación de la experiencia y la herramienta para convertir datos de clientes, en industrias, OEM y tipos de equipos, en ideas poderosas que mejoran la salud de los activos, aumenta la productividad y extienden la vida útil de los activos.

En la bibliografía actual de los trabajos de investigación no se han elaborado estudios sobre indicadores de salud en calderas, pero la gran mayoría de investigaciones se han centrado en la elaboración de indicadores de salud y evaluaciones a los transformadores eléctricos y líneas de distribución.

¹⁰ IBM. Customization of IBM IoT for Energy and Utilities. [Sitio Web]. New York, USA: IBM. [Consultado el: 15 de septiembre de 2020]. Disponible en: https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/es/SSMNA6_2.5.0/com.ibm.ifeop.doc/custom/c_iot4eu_customization_intro.html

¹¹ DINGO. Trakka Asset Health Management App Overview. [Sitio Web]. Wilston, Australia: DINGO. [Consultado el: 11 de septiembre de 2020]. Disponible en: <https://vimeo.com/267518832>

Las metodologías realizadas para el cálculo del índice de salud se ejecutan con base en la experiencia y juicio de expertos, donde se puede encontrar que no ocurran correlaciones en cada uno de ellos, y se asimila al procedimiento para la creación del indicador de salud.

5. MARCO CONCEPTUAL

5.1 QUÉ ES LA GESTIÓN DE ACTIVOS

La Gestión de Activos o, en idioma inglés “Asset Management”¹², es la planificación y programación sistemática e integrada de los recursos físicos a lo largo de su ciclo de vida útil. Esto puede incluir la especificación, diseño y construcción del activo, sus operaciones y su modificación durante el uso, así como su retirada en el momento oportuno.

La gestión de activos está basada en la aplicación sistémica y sistemática de métodos y estrategias que permiten visualizar y medir los riesgos para que estén alineados con los objetivos estratégicos de la organización. La gestión de activos se genera desde las políticas corporativas y requiere del dominio de datos, información y conocimiento de gran complejidad, en un entorno donde el factor humano es la clave en cuanto a comunicación, motivación y sentido de propiedad.

Para la industria que depende de sus activos físicos, como la automotriz, minería, petróleo y gas, procesos de manufactura, energía y sector público, la confiabilidad y productividad de los activos es esencial para el éxito financiero de la organización. El mantenimiento de esos activos puede impactar dramáticamente su desempeño financiero, competitivo y, por supuesto, la vida del activo.

En la gestión integral de activos los objetivos deben plantearse como algo medible y cuantificable, tal que exprese claramente la intención de la declaración de una estrategia y táctica clara del negocio. Esto da paso a una serie de actividades cuya

¹² INTERNACIONAL STANDARDS ORGANIZATION. Asset management - Overview, principles and terminology. ISO 55000. 1 ed. Ginebra: ISO, 2014. 19 p.

ejecución permite alcanzar un mayor grado de confiabilidad en los equipos e instalaciones. La gestión de activos debe estar encaminada a la permanente consecución de los siguientes objetivos:

- Optimización de la disponibilidad de los activos.
- Optimización de los costes de mantenimiento.
- Optimización de los recursos humanos.
- Maximización de la vida útil de los activos.

La Gestión de Activos también se puede describir como una serie de procesos interconectados basado en modelos conceptuales centrado en los procesos de gestión estratégicas y tácticos; estos en la actualidad están siendo ampliamente utilizados y probados por diferentes industrias.

5.1.1 Beneficios del Sistema de Gestión de Activos. La implementación de un sistema de gestión de activos trae consigo beneficios para la organización, ya que ayuda al cumplimiento de los objetivos organizacionales brindando estabilidad y confianza a los procesos que se llevan a cabo en la organización. La gestión de activos no se centra en el activo mismo, sino en el valor que el activo puede proporcionar a la organización.¹³

Algunos de los beneficios que se obtienen son:

- Reducción del riesgo y mejora de procesos
- Enfoque a largo plazo y sostenible para la toma de decisiones

¹³ INTERNACIONAL STANDARDS ORGANIZATION. Asset management - Overview, principles and terminology. ISO 55000. 1 ed. Ginebra: ISO, 2014. 19 p.

- Apoya la gestión energética, la gestión ambiental y demás actividades relacionadas con sostenibilidad.
- Mejores resultados financieros.
- Mejora en la calidad de la información sobre los activos.

5.1.2 Elementos de un sistema de gestión de activos. A manera de resumen, se presentan a continuación las cláusulas que la ISO 55001 establece para los requisitos de un sistema de gestión de activos de una organización:

- Contexto de la organización: en esta cláusula define el sistema de gestión de activos la organización deberá tener en cuenta los intereses de las partes interesadas, así como establecer el contexto interno y externo de la organización.
- Liderazgo: Se enfatiza en establecer y comunicar la política y objetivos de la gestión de activos, acordes con los planes de la organización.
- Planificación: se refiere a que la empresa u organización debe establecer un plan estratégico de gestión de activos con el cual regular las actividades de gestión de activos y a partir de este crear los diferentes planes específicos. Estos deben ser coherentes con los objetivos establecidos para la gestión de activos y con los objetivos de la organización.
- Soporte: el sistema de gestión de activos deberá ser alimentado por diferentes partes de la organización, por lo que compartirán objetivos comunes. Este trabajo será útil para el desarrollo del plan de gestión de activos, para verificar el nivel de cumplimiento, para asegurar el entendimiento y las competencias del personal en relación con la gestión de

activos y las actividades sobre los activos que tengan a cargo y para el manejo de la información de los activos.

- Operación: para una correcta gestión de activos, la organización deberá planificar, implementar y controlar los procesos requeridos por el plan de gestión de activos, permitiendo la correcta conexión y cumplimiento de las actividades de gestión de activos, incluidas aquellas actividades que hayan sido subcontratadas.
- Evaluación del desempeño: en esta cláusula la evaluación del desempeño deberá ser tomada como un proceso continuo, en el que se verifique el cumplimiento de los objetivos establecidos para la gestión y actividades relacionadas con los activos. Dichas evaluaciones serán llevadas a cabo mediante procesos de autoevaluaciones.
- Mejora: las organizaciones deben mantener un registro de todos los fallos, averías, incidentes y otras no-conformidades y actuar sobre ellos para mejorar continuamente el rendimiento.

5.2 INDICADORES DE LA SALUD DE ACTIVOS

Este índice es un puntaje agregado para la salud de un activo y se calcula a partir del desempeño histórico del activo y la condición física medida. Cuanto mayor sea el valor del índice de salud, menos probable será que el activo falle. Los factores que se han utilizado para calcular el índice de salud en los trabajos sobre equipo eléctrico son la edad, el fabricante y el tiempo de sobrecarga.

El índice de salud entrega valores en el rango de 0 a 100, donde 100 es como condición nueva y 0 es condición muy pobre.¹⁴

Los índices de salud también pueden ser denominados:

- Equipo de Valoración de Salud (EHR)
- Evaluación del estado de los activos (ACA)
- Índice de Condición de activos (ACI)

Esencialmente, un índice de salud de activos puede definirse como:

- Una forma de medir la salud general de un activo.
- Una lista de los parámetros de datos para un activo que se alimentan en una calificación de la salud calculado.
- Una forma de comparar diferentes clases de activos y de una manera consistente.
- Una salida de grandes volúmenes de datos y análisis de activos.

5.2.1 Utilidad de índice de salud. Muchas organizaciones se destacan en la recolección de datos, pero pocas logran usar los datos de manera significativa para convertirlos en una herramienta para la gestión eficiente y efectiva del negocio a través de medidas como el índice de salud de activos.¹⁵

¹⁴ DELOITTE y CANADIAN ELECTRICITY ASSOCIATION. Asset Health Indices, A utility industry necessity. [En línea]. Manitoba, Canadá: La Compañía, 2014. 28 p. [Consultado el: 20 de octubre de 2020]. Disponible en: http://www.pubmanitoba.ca/v1/exhibits/mh_gra_2015/coalition-10-3.pdf

¹⁵ JAHROMI, Ali, et al. An approach to power transformer asset management using health index. [En línea]. En: IEEE Electrical Insulation Magazine, 2009, vol. 25, no. 2, pp. 20 – 34. [Consultado el: 17 de octubre de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4802595>

La utilización de estos datos para los cálculos del índice de salud de activos y las prácticas de gestión de activos hace que los datos sean de buen uso, proporcionando un retorno de la inversión sobre los métodos y las tecnologías para obtener y recolectar información de los activos.

La utilización del índice de salud se centra en la atención en los activos que se encuentran en la peor condición, donde el análisis de modos de fallo y la realización de análisis de causa raíz proporcionarán información sobre las condiciones que condujeron a fracasos de activos. Una vez que los factores que conducen a fracasos son conocidos, los activos pueden comenzar a monitorizarse para esos factores e intervenirlos antes del fallo.

Como regla general, un IHA (Asset Health Index) típico constará de cinco o más elementos de acuerdo con la metodología utilizada Ali Jahromi, et al, para transformadores de potencia.¹⁶

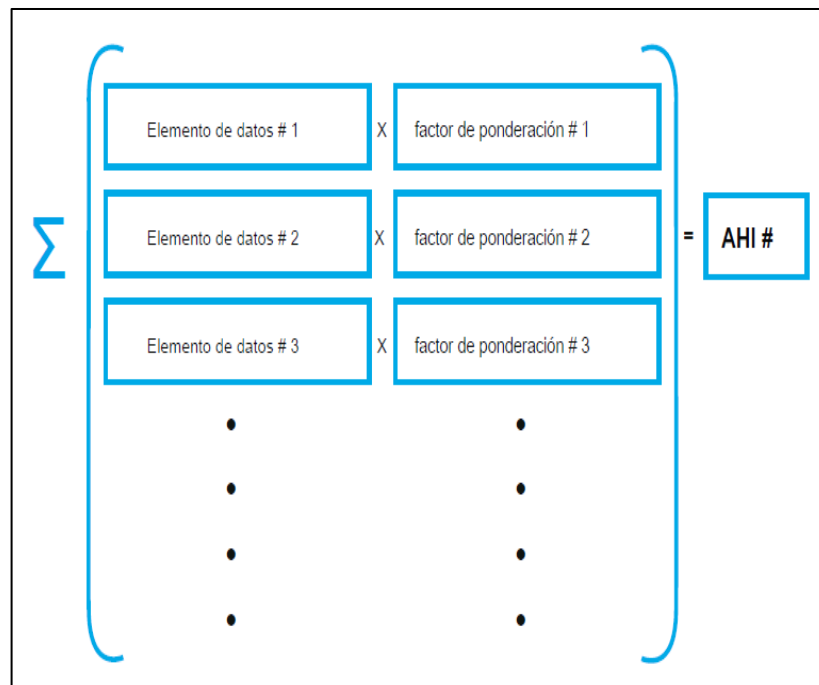
- Identificación del Activo: nombre del fabricante, número de modelo / tipo, fecha de fabricación, fecha de instalación, la edad actual, el costo de los activos, la ubicación de instalación (sistema de información potencialmente geográfica (GIS) de datos.
- Condición: se debe realizar en las instalaciones pruebas de ingeniería y evaluaciones de atributos físicos, seguido de los resultados de la inspección visual y resultados de inspección electrónicos.

¹⁶ JAHROMI, Ali, et al. An approach to power transformer asset management using health index. [En línea]. En: IEEE Electrical Insulation Magazine, 2009, vol. 25, no. 2, pp. 20 – 34. [Consultado el: 17 de octubre de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4802595>

- Uso: carga eléctrica, es decir, la tensión a través de un transformador en comparación con máxima.
- Análisis de modos de fallo: el análisis de las razones más comunes de falla, así como las tendencias de fallas y las correlaciones entre los conjuntos de datos
- La criticidad / información sobre los riesgos: criticidad de los activos con respecto al otro, y en relación con los objetivos corporativos y la tolerancia al riesgo. (Incluye criticidad ubicación, Tipo de activo criticidad, etc.)

Estos elementos formaron la entrada para el conjunto de cálculos que produce el número de índice de salud del activo en equipo eléctrico. La forma más simple de cálculo aplica un factor de ponderación a cada elemento de datos y suma los resultados, como se muestra en la figura 2.

Figura 2. Cálculo del índice de salud.



Fuente: DELOITTE y CANADIAN ELECTRICITY ASSOCIATION. Asset Health Indices, A utility industry necessity. [En línea]. Manitoba, Canadá: La Compañía, 2014. 28 p. [Consultado el: 20 de octubre de 2020]. Disponible en: http://www.pubmanitoba.ca/v1/exhibits/mh_gra_2015/coalition-10-3.pdf

5.2.2 Formulación del índice de salud.¹⁷ Para la construcción del índice de salud, se sigue un proceso de tres etapas basado en:

Identificar: en esta fase se jerarquiza y se identifica el activo, al cual se va analizar su situación en que se encuentra.

¹⁷ DELOITTE y CANADIAN ELECTRICITY ASSOCIATION. Asset Health Indices, A utility industry necessity. [En línea]. Manitoba, Canadá: La Compañía, 2014. 28 p. [Consultado el: 20 de octubre de 2020]. Disponible en: http://www.pubmanitoba.ca/v1/exhibits/mh_gra_2015/coalition-10-3.pdf

Analizar: en esta etapa se debe clasificar los componentes principales que tiene el activo, los factores que afectan la condición y los mecanismos de fallas causantes de la falla. Basándose en recopilación de los RCA, las tendencias de las variables y las recomendaciones por parte de los especialistas para cada modo de falla.

Una vez seleccionada toda la información se debe determinar qué tan importante es para la salud global del activo. La realización de los análisis de modos de falla y el análisis de la causa raíz pueden ser utilizados como métodos de ponderación o peso para la calificación de la salud del activo.

Y el último paso consiste en definir los cálculos para obtener los índices de salud. En conjunto con la organización y las partes interesadas se unen para ayudar a definir qué es importante y cómo deben crearse los cálculos para generar un enfoque coherente en toda una clase de activos.

Construcción: en la etapa de la construcción se debe emplear la metodología de cálculo en los parámetros de condición de los activos para obtener el índice de salud en los activos evaluados. Estos valores deben ser actualizados cada vez que se realizase el mantenimiento general del activo. Los resultados de la evaluación serán de ayuda para la realización de un plan donde incluya toma de decisiones en reposición, mantenimiento y desempeño para los activos.

5.2.3 Indicadores de salud y la gestión de activos.¹⁸ Según lo enunciado en las normas por la norma ISO 55000:2014, define que la gestión del ciclo de vida de los activos comienza desde la puesta en servicio en el que se identifican las necesidades del equipo hasta su desclasificación que equivale al fin de la vida del activo.

Define la gestión del ciclo de vida del activo, como un conjunto de actividades y prácticas sistemáticas y coordinadas para gestionar adecuadamente los equipos, incluyendo su rendimiento, riesgos y costos asociados a lo largo del ciclo de vida, enmarcando dentro de un plan estratégico de la organización.

En cualquier etapa del ciclo de vida del activo, el activo debe ser calculado dependiendo de las condiciones operacionales y ambientales al que está expuesto el equipo, sin dejar a un lado los aspectos de ingeniería y financieros.

Los shutdowns ocasionados por las calderas provocan grandes pérdidas en el sistema de la cadena de suministro de vapor y genera también pérdidas económicas en la refinería. Por lo tanto, el monitoreo de su condición ya sea periódico o continuo y el diagnóstico adecuado se vuelven cruciales durante toda su vida. El índice de salud en las calderas es una herramienta útil para representar la gravedad y cuantificar los diversos parámetros que afectan directa o indirectamente las características de envejecimiento y funcionamiento del mismo.

Cuando un activo está en servicio y se está envejeciendo, hay que prestarle la mayor atención en su disponibilidad y confiabilidad; por lo que la evaluación de su condición y riesgo son necesarias para mejorar el rendimiento del activo, extender

¹⁸ INTERNACIONAL STANDARDS ORGANIZATION. Asset management - Overview, principles and terminology. ISO 55000. 1 ed. Ginebra: ISO, 2014. 19 p.

su vida útil, disminuir los costos y tomar las mejores decisiones técnicas y económicas respecto a la gestión del ciclo de vida.

Precisamente el índice de salud fue desarrollado para evaluar y clasificar los activos basándose en su condición y servir de apoyo para decisiones de mantenimiento y reemplazo.

Se concluye, que el Índice de salud ayuda a la gestión de activos, no solo porque identifica a los activos en peor condición técnica, para posibles reemplazos; sino también permite conocer a los equipos que necesitan acciones especiales tanto en mantenimiento o pruebas de inspección más frecuentes para así comprender y caracterizar sus condiciones sospechosas y tomar acciones apropiadas al respecto.

Otro propósito de evaluar el índice de salud en un activo es medir la condición del equipo según criterios relacionados con la degradación a largo plazo que acumulativamente resulta al final de vida de los activos operativos; este incluye necesariamente la identificación de los activos que están en o cerca del final de su vida útil de operación y activos en alto riesgo de falla que requieren gastos para su reemplazo u otra decisión de gestión.

6. METODOLOGÍA

A continuación, se describe los pasos en la realización del trabajo de investigación para así lograr el cumplimiento de los objetivos.

La metodología aplicada se basó en lo aplicado en los diferentes trabajos de indicadores de salud para equipo eléctrico y se resume de la siguiente forma:

1. Identificación del activo: se identificaron los activos a estudiar, verificando si se puede separar por componentes o subsistemas, teniendo claro sus funciones de los componentes o subsistema.

2. Identificación de los Modos de falla o mecanismos de falla: se identificarlos los modos de falla y los mecanismos de falla posibles del activo y sus componentes.

Inicialmente se buscó trabajar con los modos de falla o mecanismos de falla de los componentes ocurridos en el tiempo de operación del equipo, identificados en los RCA, RCM y RBI, así como se buscó hacer la consulta al personal de mantenimiento, de operaciones y del ingeniero de confiabilidad.

3. Análisis de los Síntomas en los componentes: cualitativamente se busca resolver ¿Cómo es percibida la falla y el deterioro de los componentes?

Se buscó la relación de los modos de falla con los síntomas y el análisis de la condición. Es entonces, en términos sencillos, identificar aquel signo que nos permite realizar una evaluación de la salud de un activo.

4. Análisis de las Variables Operativas donde se podría reflejar los mecanismos de falla o modo de falla: identificados los modos de falla y los síntomas, se pasó a

analizar las variables medidas en terreno por parte de operaciones y de los monitoreos establecidos por el RCM y el RBI.

5. Establecimiento del indicador o indicadores de los síntomas: con base en las identificaciones realizadas en los pasos anteriores, se procede a realizar el cálculo del indicador de salud para establecer un control sobre las fallas y así poder ordenar a este una serie de acciones o recomendaciones, este debe ser acordado por los expertos, a fin de que sea capaz de describir los síntomas cuantitativamente, para una misma falla pueden existir más de un indicador, o un mismo indicador puede relacionarse con más de una misma falla. Debe ser en sí mismo un revelador de los síntomas presentados por la máquina.

Y finalmente el último paso donde dar un resultado del indicador de salud en calderas y verificar que acciones tomar al resultado ya sea acciones correctivas o de mayor investigación que estén acorde al resultado por parte por el equipo o ingeniero de confiabilidad.

7. ANÁLISIS DE LOS ACTIVOS, MODOS DE FALLA Y VARIABLES OPERACIONALES

En este capítulo describe la identificación de los activos a estudiar, verificando sus componentes, funciones y variables operativas, estudiando los modos de falla o mecanismos de daño posibles del activo y sus componentes, ocurridos en el tiempo de operación del equipo, identificados en los RCA, RCM y RBI, así como se buscó hacer la consulta al personal de mantenimiento, de operaciones y del ingeniero de confiabilidad.

7.1 DESCRIPCIÓN DEL ACTIVO

Los activos que se tomaron para ejecutar y comprobar la metodología de trabajo fueron las calderas B-2401 y B-2405 ya que esta metodología es aplicable a cualquier activo, estos activos están próximo a realizarle un mantenimiento general.

A continuación, en la tabla 1 se pueden apreciar los datos de diseño.

Tabla 1. Datos de diseño Calderas.

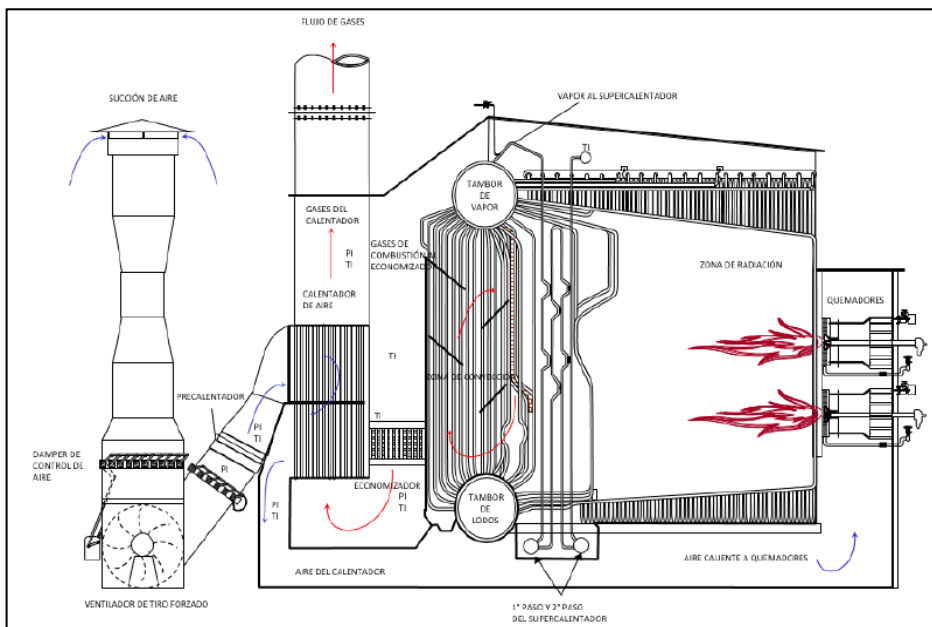
NOMBRE	CALDERA DE VAPOR	CALDERA DE VAPOR
Planta	Unidad 2400 –Distral Norte	Unidad 2400 –Distral Norte
Tag	B-2401	B-2405
Tipo	Acuotubulares tipo D	Acuotubulares tipo D
Función	Generar vapor de 400 psi	Generar vapor de 400 psi
Constructor	DISTRAL	DISTRAL
Año de Fabricación	1978	1979
Capacidad	200.000 Lbs de vapor-hora	300.000 Lbs de vapor-hora
Presión de diseño	500 psi	500 psi
Presión vapor supercalentador	425 psi	425 psi

NOMBRE	CALDERA DE VAPOR	CALDERA DE VAPOR
Temperatura del vapor	800 °F (Gas)	800 °F (Gas)
Temperatura agua alimentación	250°F	250°F
Calor generado con gas	29.312 BTU/ft3.hr	29.312 BTU/ft3.hr
Eficiencia de la caldera	LHV = 89.14 % (Gas)	LHV = 90.34% (Gas)
	HHV = 84.64 % (Gas)	HHV = 81.6% (Gas)

7.2 ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DEL GENERADOR DE VAPOR Y SUS MECANISMOS DE DAÑO

En la figura 3 se hace una representación esquemática de las calderas de la unidad y de los componentes principales.

Figura 3. Esquema de la caldera.



Fuente: ECOPETROL S.A. Manual de Unidad de Procesos, Servicios Industriales Refinería. Barrancabermeja: La Compañía. 43 p. [Consultado el: 15 de noviembre de 2020]

7.2.1 Hogar. Comprende el compartimiento principal en donde se produce la combustión, está conformado por las paredes quemadores, pantalla, lateral norte y lateral sur, fabricadas en tubos de 2 ½ “de diámetro exterior en material SA-192 con un espesor de 0.135”, membranas fabricadas en ASTM A-285 Gr B de ¼” de espesor. Aquí es donde se produce la zona de combustión y la mayor transferencia de calor llegando a obtener temperaturas mayores de 2000 °F.

7.2.2 Precalentador de aire. Sección de tubería ubicada inmediatamente después del ventilador de tiro forzado, cuya función principal es precalentar el aire frío y retirar la humedad elevando su temperatura y haciendo más fácil su recorrido por los ductos hacia la caja de aire. El aire de combustión que entra a temperatura ambiente alrededor de 90°F gana temperatura en el intercambio de calor a valores cercanos a los 120°F y/o 140°F. De acuerdo con su conformación, el pre-calentador puede ser de contacto (Tubulares) o regenerativos (Circulares).

7.2.3 Calentador de aire. Sección de tubería ubicada después del pre-calentador de aire, cuya finalidad es la de calentar el aire de 130 °F, aprovechando el calor de los gases de combustión antes de pasar por la chimenea, produciendo un incremento en su eficiencia cercano al 2.5% por cada 100 °F que se disminuya la temperatura de los gases. Visto desde el lado aire, esto significa una ganancia de 2% por cada 100°F que se incremente la temperatura del aire.

7.2.4 Súper-calentador o sobre-calentador. Es una tubería en forma de serpentines ubicada detrás del hogar, que conduce el vapor saturado a 500 °F desde el tambor de vapor, lo recalienta en una o dos etapas y posteriormente lo lleva hacia los cabezales de salida a 750 °F. Por lo general esta tubería tiene una metalurgia más elevada que el resto de la caldera y está conformado por serpentines de 1 ¼" de 0.150" de espesor fabricados en material SA-192 los primeros 6 pasos, los últimos 2 pasos son de material SA-213 T11.

7.2.5 Deshollinadores. Equipos en forma de lanza, estacionaria o retráctil, ubicados sobre las paredes laterales de la caldera en la zona del sobre-calentador y banco principal, los cuales se utilizan para limpieza externa de la tubería mediante soplado con vapor.

7.2.6 Tambor de vapor. Es un recipiente ubicado en la parte superior de la caldera en donde ocurre la separación del agua y del vapor por intermedio de unos internos que sirven de separadores y condensadores. Posee una entrada de agua de alimentación a 230 °F y unos tubos de salida de vapor hacia el sobre-calentador.

Posee boquillas de purga continua y de control de nivel. Todos los tubos bajantes (downcomers) y elevadores (risers) se interconectan a este tambor con el de lodos. Fabricado en material SA-515 Gr 70 con un diámetro interior de 60" y un espesor de 1 ¼", internos en material SA-283/5 Gr C, SA-106 y SA-105 y su presión de operación es de 450-500 psig dependiendo de la carga.

7.2.7 Tambor de lodos. Los tambores de lodos son recipientes colectores de los tubos bajantes y elevadores cuya función es el de distribuir uniformemente el flujo de agua a través de los colectores laterales. De este recipiente se realizan las "purgas" intermitentes o extracciones de fondo.

Normalmente existen dos tipos de purgas una continua y la otra intermitente, estas sirven para controlar el contenido de sólidos disueltos en el agua de calderas. Fabricado en material SA-515 Gr 70 con un diámetro interno de 42" y un espesor de 1 3/8". Presión de diseño 525 Psig.

7.2.8 Quemadores. Son equipos destinados a introducir continuamente combustible dentro del horno para mantener una combustión controlada. Estos dispositivos son diseñados para controlar y realizar una combustión efectiva, permitiendo la preparación, mezcla, distribución uniforme y quema del combustible con aire dentro del hogar de la caldera.

Está conformado por los registros de aire, el difusor, el soplete, las lanzas, boquillas y la hoyo refractaria. Estos quemadores pueden quemar fuel oil, combustóleo o gas. Actualmente se cuenta en la refinería con quemadores de bajo NOx los MSC-600 instalados en la unidad de Central del Norte.

7.2.9 Identificación de mecanismos de deterioro y modos de fallas en calderas.

El Identificar el apropiado mecanismo de deterioramiento, idóneo y los modos de falla para los componentes de la caldera es lo esencial para la calidad y efectividad de la evaluación de los síntomas que puede presentar, consultando con un especialista en corrosión para definir los tipos de mecanismos que existan o puedan existir en el equipo. El modo de falla es la clave importante para determinar la probabilidad y la consecuencia de falla.

El mecanismo de deterioramiento se utiliza para definir al tipo de daño al que está sometido elemento que está evaluando, y su operación a la que está inmersa con la interacción con el ambiente donde se encuentra, clave fundamental para identificar el mecanismo de deterioro. Algunos tipos de daño observados son:

- Daños por corrosión generalizada interna y externa.
- Daños por corrosión bajo esfuerzo.
- Daños metalúrgicos y debidos al ambiente.
- Daños mecánicos.

La mayoría de las fallas en las calderas ocurren en los componentes como los tubos y los domos que componen una buena parte del sistema de generación de vapor.

Los tubos de las calderas pueden experimentar distintas formas de falla, típicamente estos daños pueden ser atribuidos a mecanismos de deterioro tanto inmersos como externos.

Los daños internos están directamente influenciados por los depósitos debidos al agua que se emplea en la generación de vapor. Estos depósitos pueden contener una baja conductividad térmica con respecto a la del tubo, lo cual tiene como efecto en un incremento en la temperatura del metal, generando una falla. En los tubos del sobre-calentador, un incremento de la temperatura puede causar una falla por

influencia lenta prematura, fallas en la soldadura y puede acelerar la corrosión y la oxidación. En las paredes del horno, los depósitos causan daños por la presencia del hidrogeno.

Los daños externos tienen que ver con las formas de transferencia de calor del fuego hacia el agua en el interior de los tubos, un desbalance de flujo de vapor provoca una ruptura súbita de los tubos. Esta falla es clasificada en las calderas como muy seria, ya que puede causar un inmediato aumento en la erosión de tubos adyacentes y provocar escapes de vapor en los tubos de las paredes del hogar, el sobrecalentamiento de otros tubos puede causar la pérdida de circulación en la caldera y dañar otros componentes del sistema, lo que resulta en una pérdida del fluido de trabajo.

7.3 MECANISMOS DE FALLA.

Las fallas y problemas en las calderas pueden ocurrir como resultado de diferentes causas y condiciones. Las fallas en las calderas para el equipo estático se categorizan mecánicas o térmicas y las causas de falla pueden ser internas o externas.

A continuación, se realiza una recapitulación de los mecanismos de daño más frecuentes en las calderas de la GRB, con sus causas:

7.3.1 Oxidación a alta temperatura. El oxígeno en el ambiente es el agente corrosivo encargado de formar capas de óxido a alta temperatura al acero al carbono y otras aleaciones. La variable controlada por VOI es la Temperatura y se definirá para no superar 5 mpy, como se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Valores de velocidad de corrosión en mpy para el mecanismo de daño de oxidación a alta temperatura para diferentes materiales.

Material	Maximum Metal Temperature (°F)											
	925	975	1025	1075	1125	1175	1225	1275	1325	1375	1425	1475
CS	2	4	6	9	14	22	33	48	—	—	—	—
1¼Cr	2	3	4	7	12	18	30	46	—	—	—	—
2¼Cr	1	1	2	4	9	14	24	41	—	—	—	—
5Cr	1	1	1	2	4	6	15	35	65	—	—	—
7Cr	1	1	1	1	1	2	3	6	17	37	60	—
9Cr	1	1	1	1	1	1	1	2	5	11	23	40
12Cr	1	1	1	1	1	1	1	1	3	8	15	30
304 SS	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	4
309 SS	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3
310 SS/HK	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
800 H/HP	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. API 571. 3 ed. Washington, USA: API, 2020. 376 p.

7.3.2 Termofluencia o Creep. Termofluencia se puede definir como la deformación permanente del material debida a esfuerzos constantes en el tiempo. La cantidad de deformación y daño del material es función del tipo y magnitud del esfuerzo, del tiempo de exposición y de la temperatura.

Si los valores de esfuerzo y temperatura superan los de diseño, el material del componente experimentará una alta velocidad de deformación y fallará por Termofluencia antes de lo esperado.

La variable controlada por VOI es Temperatura la cual dependerá del material de los tubos del horno.¹⁹

Overheating o sobrecalentamiento es un típico mecanismo de daño que se caracteriza por que la ocurrencia de la falla que depende exclusivamente de sobrepasar el límite crítico de la temperatura en muy poco del tiempo de exposición.

Cuando se sobrepasa el límite crítico de temperatura para overheating lo que ocurre es una pérdida dramática de la resistencia mecánica del material lo que le produce un rápido flujo plástico, es decir el material se deforma permanentemente de manera muy rápida y finalmente se fractura. La tabla presenta el límite crítico de la temperatura para diferentes materiales.

La variable controlada por VOI es Temperatura la cual dependerá del material de los tubos del horno, como se muestra en la tabla 4.

¹⁹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Calculation of Heater-tube Thickness in Petroleum Refineries. API 530. 7 ed. Washington, USA: API, 2015. 280 p.

Tabla 3. Muestra los valores de temperatura límite para diferentes materiales.

Materials	Type or Grade	Limiting Design Metal Temperature	
		°C	(°F)
Low carbon steel	—	540	(1000)
Medium carbon steel	B	540	(1000)
C-½ Mo steel	T1 or P1	566	(1050)
1¼ Cr-½ Mo steel	T11 or P11	650	(1200)
2¼Cr-1Mo steel	T22 or P22	650	(1200)
3Cr-1Mo steel	T21 or P21	650	(1200)
5Cr-½ Mo steel	T5 or P5	650	(1200)
5Cr-½ Mo-Si steel	T5b or P5b	650	(1200)
9Cr-1Mo steel	T9 or P9	705	(1300)
9Cr-1Mo-V steel	T91 or P91	705	(1300)
18Cr-8Ni steel	304 or 304H	815	(1500)
18Cr-8Ni steel	304L	677	(1250)
16Cr-12Ni-2Mo steel	316 or 316H	815	(1500)

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Calculation of Heater-tube Thickness in Petroleum Refineries. API 530. 7 ed. Washington, USA: API, 2015. 280 p.

7.3.3 Corrosión por formación de H₂SO₄. Las especies de azufre que, del gas combustible, puede llegar a formar gases de dióxido de azufre y/o trióxido de azufre; los cuales a bajas temperaturas con presencia de vapor de agua pueden formar ácido sulfúrico - H₂SO₄ conllevando a una corrosión de la metalurgia expuesta y su morfología de daño es pérdida de espesor uniforme.

Las metalurgias afectadas son: acero al carbono, aceros de baja aleación. Aceros inoxidables.²⁰

La temperatura de formación de ácido sulfúrico depende de la concentración de trióxido de azufre del gas combustible pero típicamente es de 280°F. Como monitoreo de temperatura de VOI debe ser superior a 280°F, según API 571.

7.3.4 Corrosión Steam Blanketing. Los equipos generadores de vapor tienen un balance de calor desde los gases de combustión y la generación de vapor en los tubos de la caldera.

El flujo de energía en forma de calor a través de la pared del tubo resulta con la formación de burbujas aisladas (núcleo de la ebullición) en la superficie interior de los tubos el movimiento del fluido barre las burbujas.

Cuando el balance de flujo de calor se altera, las burbujas individuales se unen formando un manto de vapor (Steam Blanket), Condición conocida como salida del núcleo de ebullición; una vez formado el manto de vapor la rotura de los tubos puede ocurrir rápidamente (unos pocos minutos), como resultado de sobre-calentamiento de corto término (Over heating).²¹

Este mecanismo de daño se presenta para la metalurgia de acero al carbono y aceros de baja aleación.

²⁰ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. API 571. 3 ed. Washington, USA: API, 2020. 376 p.

²¹ Ibíd.

Los factores críticos que afectan este mecanismo de daño son:

1. Flujo de calor.
2. Flujo de fluido.

Que puede afectar estos factores críticos:

- El impacto de la llama de quemadores mal dirigidos o dañados puede proporcionar un flujo de calor mayor a los tubos.
- En el lado del agua, cualquier obstáculo que restrinja el flujo del fluido (por ejemplo, escape de agua, tubos abollados) reducen el flujo de fluido y pueden conducir a condiciones de formación de manto de vapor.

Como se mitiga:

- Se debe practicar el manejo adecuado de los quemadores para minimizar el impacto de la llama.
- Un adecuado tratamiento químico del agua de caldera puede ayudar a prevenir a restricción de flujo por taponamientos.

Las variables por controlar por (VOI) para este mecanismo de daño son: Flujo de fluido y temperatura de superficie de los tubos.

7.3.5 Corrosión por CO₂. El mecanismo de daño de corrosión por CO₂; resulta cuando el gas de CO₂ se disuelve en agua para formar ácido carbónico (H₂CO₃). La morfología de daño puede ser corrosión generalizada y/o picadura para la metalurgia de acero al carbono, El ácido carbónico puede bajar el pH de la solución.

Las metalurgias afectadas por este mecanismo de daño son acero al carbono y aceros de baja aleación.

Este mecanismo de daño depende de la temperatura, Para temperaturas mayores a 284°F; no se considera este mecanismo de daño.²² Las variables por controlar (VOI) es el pH: mínimo 8.3.

7.3.6 Depósitos en el lado de aguas. Sobre las superficies quedan residuos sólidos, los cuales disminuyen el flujo y la transferencia de calor, lo que dará una mayor temperatura que acelera la oxidación y por lo tanto engruesa la capa de magnetita aislando aún más al tubo, esto finalmente desemboca en sobrecalentamiento. Las zonas especialmente susceptibles a formar depósitos están en el evaporador.

Algunas posibles causas:

- Tratamiento deficiente del agua de alimentación que la deja con un número alto de sólidos en suspensión.
- Procedimiento de tratamiento de agua deficiente que deje en ésta sólidos provenientes de las sustancias utilizadas para el tratamiento.

7.3.7 Incrustaciones en calderas. Es la formación de costras de hollín e incrustaciones duras en los tubos de intercambio de calor, en el lado de contacto con los gases calientes procedentes de la combustión.

Las incrustaciones cristalinas y duras se forman directamente sobre la superficie de calefacción por cristalización de las sales de disolución saturada. A continuación, en la tabla 4 se clasifican los modos de fallas, mecanismo de falla y se describe las causas que originan esos modos de falla.

²² AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Methodology. API 581. 3 ed. Washington, USA: API, 2016. 652 p.

Tabla 4. Mecanismos de fallas y sus causas.

COMPONENTES	FUNCIÓN	MODO	MECANISMO	CAUSAS
Tubería hogar (P. Quemadores, pared pantalla y tubería del piso)	- Quemar el combustible y transferir el calor generado hacia la tubería por medio de radiación.	ROTURA	Sobrecalentamiento corto tiempo de exposición	Rotura de tubos por sobrecalentamiento corto tiempo de exposición por bajo nivel de agua en el tambor de vapor
				Rotura de tubos por sobrecalentamiento corto tiempo de exposición por altas temperaturas
			Sobrecalentamiento largo tiempo de exposición	Rotura de tubos por sobrecalentamiento a corto tiempo de exposición por el efecto aislante de incrustaciones y depósitos en el interior de la tubería.
			Termofluencia (creep) por largo tiempo	Rotura de tubos por Termofluencia (creep) por largo tiempo de exposición por altas temperaturas
			Corrosión Depósitos exteriores	Rotura de tubos por Corrosión Depósitos exteriores debido al Contenido de Azufre en el gas
			Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno)	Rotura de tubo por corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno) debido a altas concentraciones de solución Cáustica en el interior de la tubería.
			Corrosión bajo esfuerzo por partículas de carbono en los compuestos del combustible.	Rotura de tubos debido a la Corrosión bajo esfuerzo por partículas de carbono en los compuestos del combustible debido al aumento de cenizas.

COMPONENTES	FUNCIÓN	MODO	MECANISMO	CAUSAS
Tubos de convección Banco Principal		ROTURA	Sobrecalentamiento (Creep)	Rotura de tubos por sobrecalentamiento corto tiempo de exposición debido a las incrustaciones y depósito al interior de la tubería
			Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno)	Rotura de tubos por Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno) debido a alta concentración de solución Cáustica
				Rotura de tubos por corrosión a baja temperatura debido a alta Contaminación agua de calderas por presencia HCl
Tubería del Súper-calentador	- Calentar el vapor saturado desde 200 F hasta una temperatura 800 F. - Conducir el tambor de vapor hasta los cabezales.	ROTURA	Termofluencia (creep)	Rotura de tubos por Termofluencia (creep) debido a Altas temperaturas
				Rotura de tubos por Termofluencia (creep) debido a la No operación del deshollinado
			Sobrecalentamiento (Creep)	Rotura de tubos por Sobrecalentamiento (Creep) debido a Altas temperaturas
				Rotura de tubos por Sobrecalentamiento (Creep) debido a la No operación del deshollinado
				Rotura de tubos por Sobrecalentamiento (Creep) debido Corrosión por cenizas de los compuestos de azufre.

COMPONENTES	FUNCIÓN	MODO	MECANISMO	CAUSAS
				Rotura de tubos por Sobrecalefacción (Creep) debido a las incrustaciones y depósito al interior de la tubería
			Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno)	Rotura de tubos por Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno) debido alto nivel en el tambor de vapor
				Rotura de tubos por Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno) debido Contaminación agua de calderas por presencia HCl
Ligamentos o soportes Súper-Calentador		ROTURA	Fatiga Térmica debido al choque térmico por cambios inesperados en temperaturas de piel.	Rotura de tubos por Fatiga Térmica debido al choque térmico por cambios inesperados en temperaturas de piel. debido Cambio bruscos de temperaturas
				Rotura de tubos por Fatiga Térmica debido al choque térmico por cambios inesperados en temperaturas de piel. debido No seguir la curva de calentamiento
				Rotura de tubos por Fatiga Térmica debido al choque térmico por cambios inesperados en temperaturas de piel debido por cambios inesperados en temperaturas de piel.
Cabezales de entrada y salida del súper calentador	Direccionar el vapor hacia los usuarios	ROTURA	Fatiga Térmica	Rotura de tubos por Fatiga Térmica debido Sobrepresión en el S.H
			Corrosión localizada por picadura	Rotura de tubos por Corrosión localizada por picadura debido Altas temperaturas
			Termofluencia (creep)	Rotura de tubos por Termofluencia (creep) debido Altas temperaturas

COMPONENTES	FUNCIÓN	MODO	MECANISMO	CAUSAS
			Fatiga Térmica debido al choque térmico por cambios inesperados en temperaturas de piel.	Rotura de tubos por Fatiga Térmica debido al choque térmico por cambios inesperados en temperaturas de piel. debido cambios de temperaturas
Colectores Laterales	Facilitar la circulación del agua o vapor,	ROTURA	Corrosión localizada por picadura	Rotura de tubos por Corrosión localizada por picadura debido alta concentración de oxígeno
				Rotura de tubos por Corrosión localizada por picadura debido a la contaminación de agua calderas
				Rotura de tubos por Corrosión localizada por picadura debido Choque térmico de cambios inesperados de temperaturas de piel de tubo.
			Fatiga Térmica	Rotura de tubos por Fatiga Térmica debido Choque térmico de cambios inesperados de temperaturas de piel tubo.
Tambor de vapor	Propiciar el espacio suficiente para facilitar la separación agua /vapor en la evaporación - Mantener el volumen adecuado de agua para garantizar un flujo de vapor constante.	ROTURA	Corrosión localizada por picadura	Rotura por Corrosión localizada por picadura debido Contaminación agua de calderas por presencia HCl
			Fatiga Térmica	Rotura en el tambor de vapor por Fatiga Térmica debido a los cambios inesperados en temperaturas de piel tubos.
				Rotura en el tambor de vapor por Fatiga Térmica debido sobrepresión en el tambor de vapor
			Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno)	Rotura en el tambor de vapor por Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno) debido al alto nivel en el tambor de vapor

COMPONENTES	FUNCIÓN	MODO	MECANISMO	CAUSAS
				Rotura en el tambor de vapor por Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno) debido Contaminación agua de calderas por presencia HCl
			Termofluencia (creep)	Rotura en el tambor de vapor por Termofluencia (creep) debido Altas temperaturas
Tambor de Lodos	Distribuir uniformemente el flujo de agua a través de los colectores laterales	ROTURA	Corrosión localizada (picadura)	Rotura en el tambor de lodos por Corrosión localizada (picadura) debido a la contaminación agua de calderas por presencia HCl
			Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno)	Rotura en el tambor de lodos por Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno) debido a la contaminación agua de calderas por presencia HCl
			Termofluencia (creep)	Rotura en el tambor de lodos por Termofluencia (creep) debido a la contaminación agua de calderas por presencia HCl
Tubos del Calentador de Aire	Calentar el aire, aprovechando el calor de los gases de combustión antes de pasar por la chimenea.	ROTURA	Corrosión a baja temperatura	Rotura de tubos por Corrosión a baja temperatura debido Ensuciamiento de Hollín
				Rotura de tubos por Corrosión a baja temperatura debido formación del H ₂ S
				Rotura de tubos por Corrosión a baja temperatura debido Punto de rocío del azufre
			corrosión de materiales sulfurosos en presencia de agua en el combustible (ácido sulfúrico)	Rotura de tubos por corrosión de materiales sulfurosos en presencia de agua en el combustible (ácido sulfúrico) debido a la humedad del ambiente.
				Rotura de tubos por Termofluencia (creep) debido

COMPONENTES	FUNCIÓN	MODO	MECANISMO	CAUSAS
			Termofluencia (creep)	Alta temperatura de gases de salida del calentador.
Laminas del Casing		ROTURA	Corrosión acida	Rotura de láminas por Corrosión acida debido Presencia de carbonatos y azufre en el gas combustible
			Corrosión Exterior (Depósitos exteriores)	Rotura de láminas por Corrosión Exterior (Depósitos exteriores) debido Presencia de carbonatos y azufre en el gas combustible
Chimenea	Transportar los gases producto de la combustión fuera de la caldera.	ROTURA	Corrosión a baja temperatura en el Interior	Rotura en la chimenea por Corrosión a baja temperatura en el Interior debido a la baja temperatura de gases
			Termofluencia (creep)	Rotura en la chimenea por Termofluencia (creep) debido Alta temperatura de gases de salida del calentador.
Sección troncocónica		ROTURA	Corrosión a baja temperatura en el Interior	Rotura en la sección troncocónica por Corrosión en el Interior debido a la baja temperatura de gases
Soportes y vigas de amarre		ROTURA	Fatiga Térmica	Rotura en los soportes por Fatiga Térmica debido a cambios inesperados en temperaturas de piel tubos.
Refractarios	soportar una temperatura en específico sin sufrir ning3n tipo de deterioro en sus condiciones internas	ENVEJECIMIENTO	Deterioro	Envejecimiento y deterioro en el refractario debido a la humedad y escapes de gases de la combustión
			Corrosión	Envejecimiento en el refractario por Corrosión debido a la humedad y escapes de gases de la combustión
			Fragilización	Envejecimiento en el refractario por Fragilización debido a las reacciones químicas causadas por el hidrogeno.
Precalentador de aire	Precalentar el aire frio para la eliminación de humedad	ROTURA	Corrosión baja temperaturas	Rotura en los tubos por Corrosión baja temperaturas debido a la no transferencia de calor en el precalentador

COMPONENTES	FUNCIÓN	MODO	MECANISMO	CAUSAS
	contenida en el aire suministro.		Taponamiento	Rotura en los tubos por Taponamiento debido Por el Ensuciamiento generado del aire en el ambiente.
Quemadores	Introducir continuamente combustible dentro de la caldera para mantener una combustión controlada	Suciedad	Taponamiento	Suciedad en las boquillas de los quemadores por Taponamiento debido Difusores en posición incorrecta.
				Suciedad en las boquillas de los quemadores por Taponamiento debido Boquillas Taponadas por Impurezas en el gas combustible, presionamiento
			Llama alargada	Suciedad en las boquillas de los quemadores por Llama alargada debido Hoyas en mal estado, con corrosión

7.4 DIAGNÓSTICO EN CALDERAS

Los RCM y los RBI son métodos utilizados para la detención de fallas en las calderas y estos a su vez puede clasificar los instrumentos para prevenir o evaluar el activo, las técnicas más utilizadas son:

7.4.1 Ultrasonido. Se emplea para detectar fallas, grietas, soldaduras deficientes, huecos, corrosiones, desgastes, anormalidades, roturas en elementos, tales como: estructuras, ejes, tuberías, etc. El método consiste en lanzar pulsos u ondas de ultrasonido al interior de los materiales, y con las respuestas obtenidas "al regreso de la señal se determinan la ubicación física y la criticidad de la falla".

7.4.2 Termografía. Se basa en la radiación que emiten todos los cuerpos que estén por encima del cero absoluto (es decir todos.), la cámara termográfica recibe esta radiación en un arreglo de sensores que mapea la cantidad de calor recibida y ofrece un detalle de la temperatura de la superficie de los cuerpos, de este modo permite conocer puntos calientes que pueden estar relacionados con múltiples problemas, también puntos fríos, acumulaciones de humedad, y algunos otros defectos.

Cuando se utilizan fuentes de calor como lámparas de alta energía, se pueden detectar discontinuidades internas, acumulaciones de humedad o se puede conocer bajo algunas condiciones el nivel de depósitos internos en una tubería.

7.4.3 Ensayos y controles no destructivos. Están los instrumentos avanzados de mantenimiento: la gammagrafía, los rayos X, las radiografías, las fibras ópticas para exámenes de profundidad, el ultrasonido, los procedimientos ópticos, los tratamientos de imagen, la termografía infrarroja, los ensayos bajo control, las pruebas de aceleración de vida útil.

7.4.4 Medidor de espesor. El medidor de espesores es el equipo idóneo para la comprobación de espesores de diferentes materiales, como pueden ser acero, aluminio, hierro, etc. Para garantizar una buena transmisión de las ondas ultrasónicas y por tanto una alta precisión del medidor de espesor entre la sonda y la pieza a examinar se aplica una pequeña cantidad de gel de acoplamiento, a continuación, se ajusta la velocidad del sonido correspondiente y el aparato muestra el espesor del cuerpo.

7.4.5 Replica Metalográficas. Las réplicas metalográficas utilizadas como técnica no destructiva en tubos de caldera de Planta de Poder y analizadas en diferentes períodos de tiempo, permitieron determinar con bastante exactitud el estado metalúrgico y la degradación de los tubos en diferentes secciones de las calderas, como lo son los sobrecalentadores y recalentadores de alta y baja temperatura por su exposición a altas temperaturas. Dado que los procesos de degradación metalúrgicos por efecto térmico de estos tubos se originan principalmente desde la superficie externa.

7.4.6 Inspecciones visuales. En la inspección visual se utiliza el ojo humano como mecanismo de detección, que percibe la señal gráfica que nos trae la luz, por lo tanto, debe proveerse un nivel adecuado de iluminación para las partes a inspeccionar, puede ayudarse de lupas, galgas y comparadores.

Existen en el mercado gran variedad de equipos que permiten la inspección visual remota, se usan por ejemplo pequeñas cámaras (videoscopio) o arreglos de lentes (boroscopio) para detectar discontinuidades internas de todo tipo de elementos.

7.4.7 Inspecciones boroscópicas. Son inspecciones visuales en lugares inaccesibles para el ojo humano con la ayuda de un equipo óptico, el boroscopio. El boroscopio, es un dispositivo largo y delgado en forma de varilla flexible. En el interior de este tubo hay un sistema telescópico con numerosas lentes, que aportan una gran definición a la imagen. Además, está equipado con una poderosa fuente de luz.

La imagen resultante puede verse en la lente principal del aparato, en un monitor, o ser registrada en un videograbador o una impresora para su análisis posterior. Los

defectos que se pueden identificar en las inspecciones boroscópicas son, entre otras:

- Erosión.
- Corrosión.
- Pérdida del metal.

7.4.8 Corrientes Eddy. Se utilizada para identificar entre una amplia variedad de condiciones físicas, estructurales y metalúrgicas en partes metálicas ferromagnéticas y no ferromagnéticas, y en partes no metálicas que sean eléctricamente conductoras.

Las corrientes de Eddy son creadas usando la inducción electromagnética, este método no requiere contacto eléctrico directo con la parte que está siendo inspeccionada.

7.4.9 Método de líquidos penetrantes. La inspección por líquidos penetrantes es empleada para detectar e indicar discontinuidades que afloran a la superficie de los materiales examinados.

En términos generales, esta prueba consiste en aplicar un líquido coloreado o fluorescente a la superficie a examinar, el cual penetra en las discontinuidades del material debido al fenómeno de capilaridad. Después de cierto tiempo, se remueve el exceso de penetrante y se aplica un revelador, el cual generalmente es un polvo blanco, que absorbe el líquido que ha penetrado en la discontinuidad y sobre la capa de revelador se delinea el contorno de esta.

7.4.10 Partículas magnéticas. La inspección por partículas magnéticas permite detectar discontinuidades superficiales en materiales ferromagnéticos. Se selecciona usualmente cuando se requiere una inspección más rápida que con los líquidos penetrantes.

El principio del método es la formación de distorsiones del campo magnético o de los polos cuando se genera o se induce este en un material ferromagnético; es decir, cuando la pieza presenta una zona en la que existen discontinuidades perpendiculares a las líneas del campo magnético, este se deforma o produce polo.

Las distorsiones o polos atraen a las partículas magnéticas, que fueron aplicados en forma de polvo o suspensión en la superficie sujeta a inspección y que por acumulación hacen evidentes indicaciones que se observan visualmente de manera directa o bajo luz ultravioleta. A continuación, en la tabla 5, se muestran algunas técnicas utilizadas en la inspección de calderas.

Tabla 5. Técnicas de inspección según el tipo de daño.

Técnicas de inspección	Perdida de espesor	Grietas superficiales	Grietas sub-superficiales	Formación de micro fisuras	Cambios metalúrgicos	Cambios dimensionales	Ampollas
Ultrasonido haz recto	1-3	2-3	X	X	X	1-3	1-3
Ultrasonido onda corta	1-3	3-X	3-X	2-3	X	X	1-2
partículas magnéticas fluorescentes	X	1-2	1-2	2-3	X	X	X
tintas penetrantes	X	1-2	3-X	X	X	X	X
corrientes de Eddy	X	1-3	X	X	X	X	X
radiografía	1-2	1-2	1-2	3-X	X	X	X
metalografía	1-3	3-X	3-X	X	X	1-2	X
	X	2-3	2-3	2-3	1-2	X	X

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Methodology. API 581. 3 ed. Washington, USA: API, 2016. 652 p.

7.5 FUENTES DE INFORMACIÓN

Se expone a continuación en la tabla 6 las variables operativas (VO) levantadas desde Pldatalink, donde son extraídos directamente los datos para su analices y ya están definidos por los expertos para el monitoreo de las fallas en los componentes de las calderas.

Tabla 6. TAG'S de monitoreo de variables.

ESCRIPCIÓN	TAG	UNIDAD
PRODUCCIÓN. DE VAPOR 400# B2401	U2400_B2401_FI_24011	Libras
CONTROL OXIGENO B2401	U2400_B2401_AIC_24001	%
INDICADOR FLUJO GAS B2401	U2400_B2401_FIC_24002	Kpch
FLUJO DE AGUA DE ALIMENTACION B 2401 (KLB/H)	U2400_B2401_FIC_24004	Libras
NIVEL TAMBOR DE VAPOR B2401	U2400_B2401_LIC_24001	%
SALIDA AIRE PRECALENTADOR CALDERA B2401	U2400_B2401_TI_24005	°F
TEMP. AIRE DEL CALENTADOR B2401	U2400_B2401_TI_24006	°F
TEMP.GASES AL CALENTADOR B2401	U2400_B2401_TI_24007	°F
TEMP. SALIDA CHIMENEA B2401	U2400_B2401_TI_24009	°F
SALIDA VAPOR 400# B2401	U2400_B2401_TI_24003	Psi
TEMP. PIEL DE TUBO B2401 PRIMER PASO SUPERHEATER	U2400_B2401_TI_24109	°F
TEMP. PIEL DE TUBO B2401 SEGUNDO PASO SUPERHEATER	U2400_B2401_TI_24110	°F
TEMP. PIEL DE TUBO B2401 PARED TRASERA HOGAR	U2400_B2401_TI_24111	°F
VAPOR 25	U2400_B2405_PI_24061	Psi
SALIDA AIRE PRECALENTADOR CALDERA B2401	U2400_B2401_TI_24005	°F
PRESIÓN EN TAMBOR DE VAPOR	U2400_B2402_PI_24202	Psi
PRESIÓN EN SH	U2400_B2402_PI_24222	Psi

7.6 IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES DE PROCESO Y DE LAS CONDICIONES FÍSICAS PARA CALCULAR EL INDICADOR DE SALUD

La identificación de las variables de proceso en un paso para la clasificación de los mecanismos de daño, aquí se puede monitorear e identificarse los síntomas que presenta el activo y posterior a este se puede seleccionar que técnica utilizar para la inspección de dicho daño o mecanismo de falla.

A continuación, se presenta el detalle del monitoreo de las variables a analizar para cada modo de fallas.

Tabla 7. Parámetros de monitoreo.

COMPONENTES	FUNCIÓN	MODO	MECANISMO	CAUSAS	VARIABLE DE CONTROL
Tubería hogar (P. Quemadores, pared pantalla y tubería del piso)	- Quemar el combustible y transferir el calor generado hacia la tubería por medio de radiación.	ROTURA	Sobrecalentamiento corto tiempo de exposición	Rotura de tubos por sobrecalentamiento corto tiempo de exposición por bajo nivel de agua en el tambor de vapor	Nivel de agua en el tambor
				Rotura de tubos por sobrecalentamiento corto tiempo de exposición por altas temperaturas	Temperatura de piel de tubos Cambio característica del material
			Sobrecalentamiento largo tiempo de exposición	Rotura de tubos por sobrecalentamiento a corto tiempo de exposición por el efecto aislante de incrustaciones y depósitos en el interior de la tubería.	Nivel de alcalinidad del agua
					Nivel de sílice en el agua
					Nivel de pH del agua
					Temperatura de piel de tubos
			Termofluencia (creep) por largo tiempo	Rotura de tubos por Termofluencia (creep) por largo tiempo	Temperatura de piel de tubos

COMPONENTES	FUNCIÓN	MODO	MECANISMO	CAUSAS	VARIABLE DE CONTROL
				tiempo de exposición por altas temperaturas	Cambio característica del material
			Corrosión Depósitos exteriores	Rotura de tubos por Corrosión Depósitos exteriores debido al Contenido de Azufre en el gas	Porcentaje de oxígeno
					Nivel de hollín
					Eficiencia de la combustión
					Perdida de espesor
			Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno)	Rotura de tubo por corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno) debido a altas concentraciones de solución Cáustica en el interior de la tubería.	Nivel de PH del agua
					Nivel de porcentaje de purga
					Nivel de PH del agua
					Perdida de espesor
			Corrosión bajo esfuerzo por partículas de carbono en los compuestos del combustible.	Rotura de tubos debido a la Corrosión bajo esfuerzo por partículas de carbono en los compuestos del combustible debido al aumento de cenizas.	Nivel de hollín
					Frecuencia de deshollinado
					Nivel de hollín
					H2S en el gas
					Contenido de H en el gas
					Perdida de espesor
Tubos de convección Banco Principal		ROTURA	Sobrecalentamiento (Creep)	Rotura de tubos por sobrecalentamiento corto tiempo de exposición debido a las incrustaciones y depósitos al interior de la tubería	Nivel de alcalinidad del agua
					Nivel de sílice en el agua
					Nivel de pH del agua
					Cambio característica del material
			Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno)	Rotura de tubos por Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno) debido a alta concentración de solución Cáustica	Nivel de PH del agua
				Rotura de tubos por corrosión a baja temperatura debido a alta	Nivel de PH del agua
					Perdida espesores

COMPONENTES	FUNCIÓN	MODO	MECANISMO	CAUSAS	VARIABLE DE CONTROL
				Contaminación agua de calderas por presencia HCl	Perdida de espesor
Tubería del Súper-calentador	- Calentar el vapor saturado desde x temperatura hasta y temperatura - Conducir el tambor de vapor hasta los cabezales.	ROTURA	Termofluencia (creep)	Rotura de tubos por Termofluencia (creep) debido a Altas temperaturas	Temperatura de 1er paso
					Temperatura de 2do paso
					Temperatura de piel de tubos
					Nivel de hollín
				Rotura de tubos por Termofluencia (creep) debido a la No operación del deshollinado	Cambio característica del material
					Nivel de hollín
			Sobrecalentamiento (Creep)	Rotura de tubos por Sobrecalentamiento (Creep) debido a Altas temperaturas	Temperatura de 1er paso
					Temperatura de 2do paso
					Temperatura de piel de tubos
				Rotura de tubos por Sobrecalentamiento (Creep) debido a la No operación del deshollinado	Nivel de hollín
					Diferencial de presión en el tiro
					Nivel de deshollinado
				Rotura de tubos por Sobrecalentamiento (Creep) debido a Corrosión por cenizas de los compuestos de azufre.	H2S en el gas
					Contenido de H en el gas
					Eficiencia de la combustión
				Rotura de tubos por Sobrecalentamiento (Creep) debido a las incrustaciones y depósitos al interior de la tubería	Nivel de alcalinidad del agua
					Nivel de sílice en el agua
					Nivel de pH del agua
					Cambio característica del material
			Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno)	Rotura de tubos por Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno) debido	Perdida de espesor
					Nivel de agua en el tambor

COMPONENTES	FUNCIÓN	MODO	MECANISMO	CAUSAS	VARIABLE DE CONTROL
				alto nivel en el tambor de vapor	
				Rotura de tubos por Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno) debido Contaminación agua de calderas por presencia HCl	Nivel de PH del agua
					Perdida de espesor
Ligamentos o soportes Súper-Calentador		ROTURA	Fatiga Térmica debido al choque térmico por cambios inesperados en temperaturas de piel.	Rotura de tubos por Fatiga Térmica debido al choque térmico por cambios inesperados en temperaturas de piel. debido Cambio bruscos de temperaturas	cambios de temperatura piel de tubos
				Rotura de tubos por Fatiga Térmica debido al choque térmico por cambios inesperados en temperaturas de piel. debido No seguir la curva de calentamiento	Temperaturas de calentamiento al arranque
				Rotura de tubos por Fatiga Térmica debido al choque térmico por cambios inesperados en temperaturas de piel. debido por cambios inesperados en temperaturas de piel.	Número de arranques
					Cambio característica del material
Cabezales de entrada y salida del súper calentador		ROTURA	Fatiga Térmica	Rotura de tubos por Fatiga Térmica debido Sobrepresión en el S.H	Presión SH
			Corrosión localizada por picadura	Rotura de tubos por Corrosión localizada por picadura debido Altas temperaturas	inspección visual
			Termofluencia (creep)	Rotura de tubos por Termofluencia	Temperatura de 1er paso

COMPONENTES	FUNCIÓN	MODO	MECANISMO	CAUSAS	VARIABLE DE CONTROL
				(creep) debido a altas temperaturas	Temperatura de 2do paso
					Temperatura de piel de tubos
					Cambio característica del material
			Fatiga Térmica debido al choque térmico por cambios inesperados en temperaturas de piel.	Rotura de tubos por Fatiga Térmica debido al choque térmico por cambios inesperados en temperaturas de piel. debido a cambios de temperaturas	Numero de arranques siguiendo curva
Colectores Laterales	Facilitar la circulación del agua o vapor,	ROTURA	Corrosión localizada por picadura	Rotura de tubos por Corrosión localizada por picadura debido a alta concentración de oxígeno	Nivel de alcalinidad del agua
					Nivel de sílice en el agua
				Rotura de tubos por Corrosión localizada por picadura debido a la contaminación de agua calderas	Nivel de pH del agua
			Fatiga Térmica	Rotura de tubos por Corrosión localizada por picadura debido a Choque térmico de cambios inesperados de temperaturas de piel de tubo.	Numero de apagadas
					Numero de arranques siguiendo curva
				Rotura de tubos por Fatiga Térmica debido a Choque térmico de cambios inesperados de temperaturas de piel tubo.	Inspección visual
Tambor de vapor	Propiciar el espacio suficiente para facilitar la separación agua /vapor en la evaporación	ROTURA	Corrosión localizada por picadura	Rotura por Corrosión localizada por picadura debido a Contaminación agua de calderas por presencia HCl	Perdida de espesores
					Nivel de alcalinidad del agua
					Nivel de sílice en el agua
					Nivel de pH del agua

COMPONENTES	FUNCIÓN	MODO	MECANISMO	CAUSAS	VARIABLE DE CONTROL
	- Mantener el volumen adecuado de agua para garantizar un flujo de vapor constante.		Fatiga Térmica	Rotura en el tambor de vapor por Fatiga Térmica debido a los cambios inesperados en temperaturas de piel tubos.	Temperatura de piel de tubos
					Nivel de agua en el tambor
					Nivel de porcentaje de purga
					Nivel de agua en el tambor
				Rotura en el tambor de vapor por Fatiga Térmica debido sobrepresión en el tambor de vapor	Presión del tambor de vapor
			Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno)	Rotura en el tambor de vapor por Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno) debido al alto nivel en el tambor de vapor	Nivel de agua en el tambor
				Rotura en el tambor de vapor por Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno) debido Contaminación agua de calderas por presencia HCl	Nivel de PH del agua
			Termofluencia (creep)	Rotura en el tambor de vapor por Termofluencia (creep) debido Altas temperaturas	Temperatura de piel de tubos
Cambio característica del material					
Tambor de Lodos	Distribuir uniformemente el flujo de agua a través de los colectores laterales	ROTURA	Corrosión localizada (picadura)	Rotura en el tambor de lodos por Corrosión localizada (picadura) debido a la contaminación agua de calderas por presencia HCl	Nivel de alcalinidad del agua
					Nivel de sílice en el agua
					Nivel de pH del agua
					Perdida espesores
			Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno)	Rotura en el tambor de lodos por Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno) debido a	Nivel de pH del agua

COMPONENTES	FUNCIÓN	MODO	MECANISMO	CAUSAS	VARIABLE DE CONTROL
				la contaminación agua de calderas por presencia HCl	
			Termofluencia (creep)	Rotura en el tambor de lodos por Termofluencia (creep) debido a la contaminación agua de calderas por presencia HCl	Cambio característica del material
Tubos del Calentador de Aire	Calentar el aire, aprovechando el calor de los gases de combustión antes de pasar por la chimenea.	ROTURA	Corrosión a baja temperatura	Rotura de tubos por Corrosión a baja temperatura debido Ensuciamiento de Hollín	Nivel de hollín
					Eficiencia de la combustión
					Nivel de hollín
				Rotura de tubos por Corrosión a baja temperatura debido formación del H2S	Nivel de azufre
				Rotura de tubos por Corrosión a baja temperatura debido Punto de rocío del azufre	Nivel de azufre
			corrosión de materiales sulfurosos en presencia de agua en el combustible (ácido sulfúrico)	Rotura de tubos por corrosión de materiales sulfurosos en presencia de agua en el combustible (ácido sulfúrico) debido a la humedad del ambiente.	Nivel de hollín
			Termofluencia (creep)	Rotura de tubos por Termofluencia (creep) debido Alta temperatura de gases de salida del calentador.	Nivel de azufre
					Picos altos de temperatura
Laminas del Casing		ROTURA	Corrosión acida	Rotura de láminas por Corrosión acida debido Presencia de carbonatos y azufre en el gas combustible	H2S en el gas
					Contenido de H en el gas
					Temperatura piel de tubos

COMPONENTES	FUNCIÓN	MODO	MECANISMO	CAUSAS	VARIABLE DE CONTROL
			Corrosión Exterior (Depósitos exteriores)	Rotura de láminas por Corrosión Exterior (Depósitos exteriores) debido Presencia de carbonatos y azufre en el gas combustible	Perdida de espesor
Chimenea	Transportar los gases producto de la combustión fuera de la caldera.	ROTURA	Corrosión a baja temperatura en el Interior	Rotura en la chimenea por Corrosión a baja temperatura en el Interior debido a la baja temperatura de gases	Nivel de Azufre
			Termofluencia (creep)	Rotura en la chimenea por Termofluencia (creep) debido Alta temperatura de gases de salida del calentador	Nivel de Azufre
					Porcentaje de oxígeno
					Eficiencia de la combustión
Sección troncocónica		ROTURA	Corrosión a baja temperatura en el Interior	Rotura en la sección troncocónica por Corrosión en el Interior debido a la baja temperatura de gases	Perdida de espesor
					Nivel de hollín
Soportes y vigas de amarre		ROTURA	Fatiga Térmica	Rotura en los soportes por Fatiga Térmica debido a cambios inesperados en temperaturas de piel tubos.	Estado de las uniones y soportes
Refractarios	soportar una temperatura en específico sin sufrir ning3n tipo de deterioro en sus condiciones internas	ENVEJICIMIENTO	Deterioro	Envejecimiento y deterioro en el refractario debido a la humedad y escapes de gases de la combustión	Perdida de gases de combustión
			Corrosión	Envejecimiento en el refractario por Corrosión debido a la humedad y escapes de gases de la combustión	Perdida de gases de combustión

COMPONENTES	FUNCIÓN	MODO	MECANISMO	CAUSAS	VARIABLE DE CONTROL
			Fragilización	Envejecimiento en el refractario por Fragilización debido a las reacciones químicas causadas por el hidrogeno.	Nivel de hidrogeno
Precalentador de aire	Precalentar el aire frio para la eliminación de humedad contenida en el aire suministro.	ROTURA	Corrosión baja temperaturas	Rotura en los tubos por Corrosión baja temperaturas debido a la no transferencia de calor en el precalentador	Eficiencia de la combustión
			Taponamiento	Rotura en los tubos por Taponamiento debido Por el Ensuciamiento generado del aire en el ambiente.	Nivel de ensuciamiento del precalentador
Quemadores	Introducir continuamente combustible dentro de la caldera para mantener una combustión controlada	Suciedad	Taponamiento	Suciedad en las boquillas de los quemadores por Taponamiento debido Difusores en posición incorrecta.	Eficiencia de la combustión
				Suciedad en las boquillas de los quemadores por Taponamiento debido Boquillas Taponadas por Impurezas en el gas combustible, presionamiento	H2S en el gas
			Llama alargada	Suciedad en las boquillas de los quemadores por Llama alargada debido Hoyas en mal estado, con corrosión	Nivel de hollín

Con lo expresado, pasamos ahora a establecer los límites de valoración de cada una de las variables del activo que se incluirían en el indicador de salud. Aunque estos pueden servir necesariamente o no para la detención de falla, se observa que si sirven para tener un control y monitoreo del estado de salud del activo (Heath

assement) y también ser referencia de qué tanto se ha desviado la condición operativa.

En la tabla 8 se establecen los límites de control operativos y dónde se realiza el monitoreo correspondiente a cada variable.

Tabla 8. Variables operativas de control.

PUNTO CRITICO DE CONTROL					MONITOREO	LIMITES DE CONTROL						CONSECUENCIA DE LA DESVIACIÓN	
Descripción	Tag. No	Tipo de Variable	Unidad Medida	Fuente de Datos	Ubicación	GC		VO-Es		VO-NS		VO-Es	VO-NS
						Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.		
Presión en tambor de vapor	U2400_B2402_PI_24202	VI	psig	PI	Tambor de vapor de la caldera		500		510		540	Daño al Tambor de vapor hasta dos corridas	Daño al tambor de vapor hasta un año
Presión en S.H	U2400_B2402_PI_24222	VI	psig	PI	Súper heater				450		485		Daño a tubería del SH
Presión en DH 2421	U2400_DH2421_PIC_24013	VI	psig	PI	DH2421		25		27		30	Daño al DH hasta dos corridas	Daño al DH hasta un año
Presión en DH 2422	U2400_DH2422_PIC_24014	VI	psig	PI	DH2422		25		27		30	Daño al DH hasta dos corridas	Daño al DH hasta un año
Presión en DH 2421	U2400_D2421_PIC_24015	VI	psig	PI	D2421				68		75	Daño al D2421 hasta dos años	Daño al D2421 hasta un año
Nivel del tambor de vapor	U2400_B2401_LIC_24001	VRI	%	PI	TAMBO R DE VAPOR B2401	18	76			14			

PUNTO CRITICO DE CONTROL					MONITOREO	LIMITES DE CONTROL						CONSECUENCIA DE LA DESVIACIÓN	
Descripción	Tag. No	Tipo de Variable	Unidad Medida	Fuente de Datos	Ubicación	GC		VO-Es		VO-NS		VO-Es	VO-NS
						Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.		
Temperatura vapor B2401	U2400_B2401_TI_24003	VI	°F	PI	cabezal de vapor		820		900		980		Creep, overheating y oxidación a alta temperatura
Temperatura vapor B2401	U2400_B2401_TI_24003	VI	°F	PI	salida SH		820		900		1040		Creep, overheating y oxidación a alta temperatura
Temperatura piel de tubos en hogar	U2400_B2401_TI_24111	VI	°F	PI	Piel de tubo pared trasera del Hogar				850		950		Creep, overheating y oxidación a alta temperatura
Temperatura chimenea	U2400_B2401_TI_24009	VI	°F	PI	chimenea caldera	325			315	300			daño a la tubería por condensación de H2SO4
Exceso oxígeno	U2400_B2401_AIC_24001	VI	%	PI	gases de entrada al calentador	1		0.9		0.8			Daño a la caldera por posible combustión
Presión de gas a quemadores	U2400_B2401_PIC_24011	VRI	psig	PI	Gas combustible a quemadores	5	25	3	28	2	30		Afectación a tubería del hogar
Presión en el hogar de la caldera	U2400_B2401_DGI_24004	VI	In H2O	PI	Presión en el hogar				12		14		Afectación de la integridad en el hogar
pH	U5500-PH-AGUADES	VRI	Adm.	PI	K862	8	9,5						
Alta temperatura	TAG PARA TERMOGRAFÍA	VI	°F	RONDAS	Hogar				900		1000		

8. ESTABLECIMIENTO DE LAS VARIABLES Y SU INFLUENCIA EN EL INDICADOR DE SALUD

Una vez seleccionado los síntomas, las variables operativas y las técnicas o métodos de inspección, se busca establecer el porcentaje de peso a cada síntoma para luego realizar su respectivo análisis, seguimiento y evaluación del mecanismo de falla en cada componente, definiendo con el especialista ad hoc cómo puede afectar el síntoma en el activo a analizar.

8.1 SELECCIÓN PARÁMETROS Y PESOS DEL INDICADOR

Para la selección de los pesos, se toma como referencia los indicadores que resultan en el análisis de cada modo de falla de cada componente individual y luego se divide entre la suma total, dando como resultado el peso de cada indicador.

$$Peso\ Indiadador(ind) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{n!} * 100 \quad (1)$$

Donde:

n= Número de total de indicadores. En esta evaluación n=23.

Tabla 9. Definición de pesos de cada variable en el componente tubería del Hogar.

COMPONENTES	MECANISMO	CAUSAS	VARIABLE DE CONTROL	INDICADOR	PESO DE LA VARIABLE	BASE
Tubería hogar (P. Quemadores, pared pantalla y tubería del piso)	Sobrecalentamiento corto tiempo de exposición	Rotura de tubos por sobrecalentamiento corto tiempo de exposición por bajo nivel de agua en el tambor de vapor	Nivel de agua en el tambor	# de veces que el nivel del tambor de vapor estuvo por debajo de 45%	4,35%	100%
		Rotura de tubos por sobrecalentamiento corto tiempo de exposición por altas temperaturas	Temperatura de piel de tubos	# De horas que la temperatura de piel de tubo. > 850 F	4,35%	
			Cambio característica del material	Metalografía	4,35%	
	Sobrecalentamiento largo tiempo de exposición	Rotura de tubos por sobrecalentamiento a corto tiempo de exposición por el efecto aislante de incrustaciones y depósitos en el interior de la tubería.	Nivel de alcalinidad del agua	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros ALCALINIDAD > 200 ppm	4,35%	
			Nivel de sílice en el agua	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros SILICE <10 ppm	4,35%	
			Nivel de pH del agua	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)	4,35%	
			Temperatura de piel de tubos	# de horas que la temperaturas de piel de tubo > 850 F	4,35%	
	Termofluencia (creep) por largo tiempo	Rotura de tubos por Termofluencia (creep) por largo tiempo de exposición por altas temperaturas	Temperatura de piel de tubos	# de horas que la temperaturas de piel de tubo > 850 F	4,35%	
			Cambio característica del material	Metalografía	4,35%	
	Corrosión Depósitos exteriores	Rotura de tubos por Corrosión Depósitos exteriores debido	Porcentaje de oxígeno	# de horas que el porcentaje de oxígeno por encima 3%	4,35%	

COMPONENTES	MECANISMO	CAUSAS	VARIABLE DE CONTROL	INDICADOR	PESO DE LA VARIABLE	BASE
		al Contenido de Azufre en el gas	Nivel de hollín	Aumento de presión del Tiro del hogar	4,35%	
			Eficiencia de la combustión	% de Eficiencia de la combustión (82%-87%) (revisar si es % de eficiencia)	4,35%	
			Perdida de espesor	UT Espesores 2 puntos por cada tubo, tomando un tubo de por medio.	4,35%	
	Corrosión Interior (C. caustica, Hidrogeno)	Rotura de tubo por corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno) debido a altas concentraciones de solución Cáustica en el interior de la tubería.	Nivel de PH del agua	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)	4,35%	
			Nivel de porcentaje de purga	# De veces que la purga sobrepaso del 3% de la producción.	4,35%	
			Nivel de PH del agua	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)	4,35%	
			Perdida de espesor	PLP 5 muestras en curvas de las paredes pantalla y quemadores	4,35%	
	Corrosión bajo esfuerzo por partículas de carbono en los compuestos del combustible.	Rotura de tubos debido a la Corrosión bajo esfuerzo por partículas de carbono en los compuestos combustible debido al aumento de cenizas.	Nivel de hollín	# de veces que se deshollina al mes(4)	4,35%	
			Frecuencia de deshollinado	# de veces que aumenta el deshollino(+ 4 al mes)	4,35%	
			Nivel de hollín	Aumento de presión del tiro del hogar	4,35%	
			H2S en el gas	Cantidad de H2S > 1,2 % en el gas	4,35%	
			Contenido de H en el gas	cantidad de Hidrógeno > 1% en el gas	4,35%	
			Perdida de espesor	UT Espesores 2 puntos por cada tubo, tomando un tubo de por medio.	4,35%	

A continuación, se define los siguientes conceptos para entender cómo se seleccionó los pesos para el cálculo del indicador.

- Variable: (OV): Es la variable medida en el terreno por el sensor y monitoreada en el DCS.
- Indicador: Es una descripción cualitativa de una causa u efecto, que, puede ser considerado para entregar información relativo a una falla o desviación.

A partir de la formula (1), se toma todos los separados de cada componente, obteniendo para el componente tubería del hogar una calificación de 4.35%. Después, se selecciona los indicadores que se repiten y se agrupan en un solo valor o peso, es decir que se debe multiplicar por el número de veces que se repite en cada indicador, para obtener el peso de la variable y realizar el respectivo análisis, dado que su objetivo es dar una distribución de los resultados de la prueba en un panorama de largo plazo.

De acuerdo con lo anterior, para la construcción del indicador de salud de las calderas del departamento de servicios industriales refinería, a continuación, en la tabla 10 se definen los pesos para los diferentes componentes según su diagnóstico.

Tabla 10. Definición de pesos del indicador para cada componente.

COMPONENTES	MECANISMO	INDICADOR	PESO DE LA VARIABLE	VARIABLE DE CONTROL
Tubería hogar (P. Quemadores, pared pantalla y tubería del piso)	Sobrecalentamiento corto tiempo de exposición	# de veces que el nivel del tambor de vapor estuvo por debajo de 45%	4,35%	Nivel de agua en el tambor
		# De horas que la temperatura de piel de tubo. > 850 F	13,05%	Temperatura de piel de tubos
		Metalografía	8,70%	Cambio característica del material

COMPONENTES	MECANISMO	INDICADOR	PESO DE LA VARIABLE	VARIABLE DE CONTROL
	Sobrecalentamiento largo tiempo de exposición	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros ALCALINIDAD > 200 ppm	4,35%	Nivel de alcalinidad del agua
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros SILICE <10 ppm	4,35%	Nivel de sílice en el agua
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)	13,05%	Nivel de pH del agua
		# de horas que la temperaturas de piel de tubo > 850 F		Temperatura de piel de tubos
	Termofluencia (creep) por largo tiempo	# de horas que la temperaturas de piel de tubo > 850 F		Temperatura de piel de tubos
		Metalografía		Cambio característica del material
	Corrosión Depósitos exteriores	# de horas que el porcentaje de oxígeno por encima 3%	4,35%	Porcentaje de oxígeno
		Aumento de presión del Tiro del hogar	8,70%	Nivel de hollín
		% de Eficiencia de la combustión. (82%-87%) (revisar si es % de eficiencia)	4,35%	Eficiencia de la combustión
		UT Espesores 2 puntos por cada tubo, tomando un tubo de por medio.	8,70%	Perdida de espesor
	Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno)	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)		Nivel de PH del agua
		# De veces que la purga sobrepaso del 3% de la producción.	4,35%	Nivel de porcentaje de purga
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)		Nivel de PH del agua
		PLP 5 muestras en curvas de las paredes pantalla y quemadores	4,35%	Perdida de espesor
	Corrosión bajo esfuerzo por partículas de carbono en los compuestos del combustible.	# de veces que se deshollina al mes(4)	4,35%	Nivel de hollín
		# de veces que aumenta el deshollino(+ 4 al mes)	4,35%	Frecuencia de deshollinado
		Aumento de presión del tiro del hogar		Nivel de hollín
		Cantidad de H ₂ S > 1,2 % en el gas	4,35%	H ₂ S en el gas
		cantidad de Hidrógeno > 1% en el gas	4,35%	Contenido de H en el gas

COMPONENTES	MECANISMO	INDICADOR	PESO DE LA VARIABLE	VARIABLE DE CONTROL
		UT Espesores 2 puntos por cada tubo, tomando un tubo de por medio.		Perdida de espesor
Tubos de convección Banco Principal	Sobrecalentamiento (Creep)	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros ALCALINIDAD > 200 ppm	12,50%	Nivel de alcalinidad del agua
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros SILICE <10 ppm	12,50%	Nivel de sílice en el agua
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)	37,50%	Nivel de pH del agua
		Metalografía	12,50%	Cambio característica del material
	Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno)	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)		Nivel de PH del agua
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)		Nivel de PH del agua
		Iris o Corrientes inducidas totalidad de los tubos	12,50%	Perdida espesor
		UT Espesores En zonas donde la tubería tiene contacto con los baffles	12,50%	Perdida de espesor
Tubería del Súper-calentador	Termofluencia (creep)	# de horas que la temperatura de vapor paso > 800F	8,70%	Temperatura de 1er paso
		# de horas que la temperatura del 2do paso > 850F	8,70%	Temperatura de 2do paso
		# De horas que la temperatura de piel de tubo. > 850 F	8,70%	Temperatura de piel de tubos
		# de veces que se deshollina al mes(4)	17,40%	Nivel de hollín
		Metalografía	8,70%	Cambio característica del material
		# de veces que se deshollina al mes(4)		Nivel de hollín
	Sobrecalentamiento (Creep)	# de horas que la temperatura de vapor paso > 800F		Temperatura de 1er paso
		# de horas que la temperatura del 2do paso > 850F		Temperatura de 2do paso
		# De horas que la temperatura de piel de tubo. > 850 F		Temperatura de piel de tubos

COMPONENTES	MECANISMO	INDICADOR	PESO DE LA VARIABLE	VARIABLE DE CONTROL
		# de veces que se deshollina al mes(4)		Nivel de hollín
		Diferencial de presión en el perfil de tiros en la caldera.	4,35%	Diferencial de presión en el tiro
		# de veces que se deshollina al mes(4)		Nivel de deshollinado
		Cantidad de H ₂ S > 1,2 % en el gas	4,35%	H ₂ S en el gas
		cantidad de Hidrógeno > 1% en el gas	4,35%	Contenido de H en el gas
		% de Eficiencia de la combustión. (82%-87%)	4,35%	Eficiencia de la combustión
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros ALCALINIDAD > 200 ppm	4,35%	Nivel de alcalinidad del agua
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros SILICE <10 ppm	4,35%	Nivel de sílice en el agua
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)	8,70%	Nivel de pH del agua
		Metalografía		Cambio característica del material
	Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno)	UT Espesores 2 puntos por cada tubo, tomando un tubo de por medio.	8,70%	Perdida de espesor
		# de veces que el nivel del tambor de vapor estuvo el nivel por encima del 60%	4,35%	Nivel de agua en el tambor
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)		Nivel de PH del agua
		UT Espesores 2 puntos por cada tubo, tomando un tubo de por medio.		Perdida de espesor
Ligamentos o soportes Súper-Calentador	Fatiga Térmica debido al choque térmico por cambios inesperados en temperaturas de piel.	# De horas que la temperatura de piel de tubo. > 850 F	25,00%	cambios de temperatura piel de tubos
		# de caldeos que se cumple en la curva de calentamiento	25,00%	Temperaturas de calentamiento al arranque
		# veces que se arranca la calderas	25,00%	Número de arranques
		Metalografía	25,00%	Cambio característica del material

COMPONENTES	MECANISMO	INDICADOR	PESO DE LA VARIABLE	VARIABLE DE CONTROL
Cabezales de entrada y salida del súper calentador	Fatiga Térmica	# de horas que la presión en el SH estaba por encima de 450 psi	12,50%	Presión SH
	Corrosión localizada por picadura	Boroscopiado al interior de los cabezales	12,50%	inspección visual
	Termofluencia (creep)	# de horas que la temperatura de vapor paso > 800F	12,50%	Temperatura de 1er paso
		# de horas que la temperatura del 2do paso > 850F	12,50%	Temperatura de 2do paso
		# De horas que la temperatura de piel de tubo. > 850 F	12,50%	Temperatura de piel de tubos
		Metalografía	25,00%	Cambio característica del material
	Fatiga Térmica debido al choque térmico por cambios inesperados en temperaturas de piel.	# de caldeos que se cumple en la curva de calentamiento	12,50%	Numero de arranques siguiendo curva
		Metalografía		Cambio característica del material
Colectores Laterales	Corrosión localizada por picadura	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros ALCALINIDAD > 200 ppm	14,29%	Nivel de alcalinidad del agua
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros SILICE <10 ppm	14,29%	Nivel de sílice en el agua
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)	14,29%	Nivel de pH del agua
		# veces que se arranca la calderas	14,29%	Numero de apagadas
		# de caldeos que se cumple en la curva de calentamiento	14,29%	Numero de arranques siguiendo curva
	Fatiga Térmica	Baroscopio Al interior de los cabezales	14,29%	Inspección visual
		PLP 15 muestras aleatorias en los orificios donde se instalaran los tubos laterales	14,29%	perdida espesores
Tambor de vapor	Corrosión localizada por picadura	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros ALCALINIDAD > 200 ppm	8,33%	Nivel de alcalinidad del agua
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros SILICE <10 ppm	8,33%	Nivel de sílice en el agua

COMPONENTES	MECANISMO	INDICADOR	PESO DE LA VARIABLE	VARIABLE DE CONTROL
	Fatiga Térmica	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)	16,67%	Nivel de pH del agua
		# De horas que la temperatura de piel de tubo. > 850 F	16,67%	Temperatura de piel de tubos
		# de veces que el nivel del tambor de vapor estuvo el nivel por encima del 60%	16,67%	Nivel de agua en el tambor
		# De veces que la purga sobrepaso del 3% de la producción.	8,33%	Nivel de porcentaje de purga
		# de veces que el nivel del tambor de vapor estuvo por debajo de 45%	8,33%	Nivel de agua en el tambor
		# de horas que la presión en el T.V estaba por encima de 500 psi	8,33%	Presión del tambor de vapor
	Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno)	# de veces que el nivel del tambor de vapor estuvo el nivel por encima del 60%		Nivel de agua en el tambor
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)		Nivel de PH del agua
	Termofluencia (creep)	# De horas que la temperatura de piel de tubo. > 850 F		Temperatura de piel de tubos
		Metalografía	8,33%	Cambio característica del material
Tambor de Lodos	Corrosión localizada (picadura)	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros ALCALINIDAD > 200 ppm	16,67%	Nivel de alcalinidad del agua
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros SILICE <10 ppm	16,67%	Nivel de sílice en el agua
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)	33,34%	Nivel de pH del agua
		UT Defecto logia en puntos marcados con indicaciones de la pasada inspección.(Seguimiento)	16,67%	perdida espesor
	Corrosión Interior (C. caustica, C. Hidrogeno)	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)		Nivel de pH del agua
	Termofluencia (creep)	Metalografía	16,67%	Cambio característica del material
Tubos del Calentador de Aire	Corrosión a baja temperatura	# de veces que se deshollina al mes(4)	12,50%	Nivel de hollín

COMPONENTES	MECANISMO	INDICADOR	PESO DE LA VARIABLE	VARIABLE DE CONTROL
		# de veces que la eficiencia de transferencia de calor estuvo mayor al 20% en el calentador (medida con un diferencial de temperatura de 325°F en la chimenea, por el subsistema de gases de combustión)	12,50%	Eficiencia de la combustión
		# de veces que aumenta el deshoillino(+ 4 Al mes)	12,50%	Nivel de hollín
		# de horas que la temperatura de gases estuvo por debajo del punto de rocío (325 F)	25,00%	Nivel de azufre
		# de horas que el porcentaje de oxígeno por encima 3%	12,50%	Nivel de azufre
	corrosión de materiales sulfurosos en presencia de agua en el combustible (ácido sulfúrico)	# de veces diferencial de presión estuvo por encima de 1,28" WC	12,50%	Nivel de hollín
		# de horas que la temperatura de gases estuvo por debajo del punto de rocío (325 F)		Nivel de azufre
	Termofluencia (creep)	# de picos que temperatura de gases estuvo por fuera de guía (460F y 325F)	12,50%	Picos altos de temperatura
Laminas del Casing	Corrosión acida	Cantidad de H2S > 1,2 % en el gas	25,00%	H2S en el gas
		cantidad de Hidrógeno > 1% en el gas	25,00%	Contenido de H en el gas
		# de horas que la temperatura de gases estuvo por debajo del punto de rocío (325 F)	25,00%	Temperatura piel de tubos
	Corrosión Exterior (Depósitos exteriores)	UT Espesores 2 puntos por cada tubo, tomando un tubo de por medio.	25,00%	Perdida de espesor
Chimenea	Corrosión a baja temperatura en el Interior	# de horas que la temperatura de gases estuvo por debajo del punto de rocío (325 F)	20,00%	Nivel de Azufre
	Termofluencia (creep)	# de picos que temperatura de gases estuvo por fuera de guía (460F y 325F)	20,00%	Nivel de Azufre
		# de horas que el porcentaje de oxígeno por encima 3%	20,00%	Porcentaje de oxígeno
		% eficiencia de la caldera (82%-87%)	20,00%	Eficiencia combustión
		UT Espesores 2 puntos por cada tubo, tomando un tubo de por medio.	20,00%	Perdida de espesor

COMPONENTES	MECANISMO	INDICADOR	PESO DE LA VARIABLE	VARIABLE DE CONTROL
Sección troncocónica	Corrosión a baja temperatura en el Interior	# de horas que la temperatura de gases estuvo por debajo del punto de rocío (325 F)	50,00%	Nivel de hollín
		UT Espesores 2 puntos por cada tubo, tomando un tubo de por medio.	50,00%	Perdida de espesor
Soportes y vigas de amarre	Fatiga Térmica	Inspección visual Soportes, uniones soldadas.	100,00%	Estado de las uniones y soportes
Refractarios	Deterioro	Inspección visual al exterior de la estructura para verificar escapes de gases de combustión	33,30%	Perdida de gases de combustión
	Corrosión	Inspección visual al exterior de la estructura para verificar escapes de gases de combustión	33,30%	Perdida de gases de combustión
	Fragilización	cantidad de Hidrógeno > 1% en el gas	33,30%	Nivel de hidrogeno
Precalentador de aire	Corrosión a baja temperaturas	# De horas que el vapor de 25 estuvo por debajo de 20 PSI.	33,30%	Eficiencia de la combustión
		# de horas que no hay transferencia de calor en el precalentador	33,30%	Eficiencia de la combustión
	Taponamiento	# de veces diferencial de presión estuvo por encima de 1,28" WC	33,30%	Nivel de ensuciamiento del precalentador
Quemadores	Taponamiento	# de veces que se apaga el quemador	20,00%	Eficiencia de la combustión
		# de quemadores en servicio	20,00%	Eficiencia de la combustión
		Cantidad de H ₂ S > 1,2 % en el gas	20,00%	H ₂ S en el gas
		cantidad de Hidrógeno > 1% en el gas	20,00%	Contenido de H en el gas
	Llama alargada	# de horas que el porcentaje de oxígeno por encima 3%	20,00%	Nivel de hollín

En la tabla 11, se muestra un ejemplo del monitoreo y la forma de cómo se puede evidenciar el síntoma para el mecanismo de falla alta temperatura en los tubos del hogar por pérdida de nivel; para visualizar el listado completo de los indicadores referirse al Anexo A.

Tabla 11. Criterio específico del síntoma.

Nombre del Indicador	# de veces que el nivel del tambor de vapor estuvo por debajo de 45%	Unidad de Medida	#	Notas
Descripción	Este indicador mide el tiempo que el nivel del tambor de vapor se encuentra por debajo del 45%, El objetivo es hacer seguimiento y control del tiempo que permanece por debajo ya que puede generar rotura en los tubos de la caldera.			El monitoreo se realiza cada hora, este elemento muy importante para prevenir fallas en los tubos ya que puede quedarse sin refrigeración.
Formula	$HI = \frac{\# \text{ de veces que el nivel T.V estuvo por debajo de 45\%}}{\text{Horas al mes}}$			Pesos del indicador a monitorear
				Tubería del hogar 4,35%
				Tambor de vapor 8,33%

8.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Con la información disponible se procede a realizar el cálculo de índice de salud de las calderas del departamento de servicios industriales refinería. A manera de modelo se presenta el cálculo del índice de salud para la caldera B-2401 arrojando los resultados mostrados en la tabla 12.

Tabla 12. Resultado de análisis del componente Tubería del hogar.

EQUIPO	COMPONENTES	INDICADOR	AFECTACIÓN DEL INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA DE LA VARIABLE	PESO DE LA VARIABLE	BASE	AFECTACIÓN REAL COMPONENTE
B2401	Tubería hogar (P. Quemadores, pared pantalla y tubería del piso)	# de veces que el nivel del tambor de vapor estuvo por debajo de 45%	4,35%	%	4,35%	100%	90,19%
		# De horas que la temperatura de piel de tubo. > 850 F	11,81%	°F	13,05%		
		Metalografía	8,70%		8,70%		
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros ALCALINIDAD > 200 ppm	3,99%	ppm	4,35%		
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros SILICE <10 ppm	4,35%	ppm	4,35%		
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)	10,94%	pH	13,05%		
		# de horas que el porcentaje de oxígeno por encima 3%	2,87%	%	4,35%		
		Aumento de presión del Tiro del hogar	8,70%	%	8,70%		
		% de Eficiencia de la combustión. (82%-87%) (revisar si es % de eficiencia)	4,35%	%	4,35%		
		UT Espesores 2 puntos por cada tubo, tomando un tubo de por medio.	8,70%	%	8,70%		
		# De veces que la purga sobrepaso del 3% de la producción.	4,35%	%	4,35%	100%	90,19%
		PLP 5 muestras en curvas de las paredes pantalla y quemadores	4,35%		4,35%		
		# de veces que se deshollina al mes(4)	0,59%	%	4,35%		
		# de veces que aumenta el deshollino(+ 4 al mes)	4,35%	#	4,35%		
		Cantidad de H2S > 1,2 % en el gas	4,35%	%	4,35%		
		cantidad de Hidrógeno > 1% en el gas	3,45%	%	4,35%		
	Tubos de convección Banco Principal	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros ALCALINIDAD > 200 ppm	9,68%	ppm	12,50%	100%	96,24%
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros SILICE <10 ppm	12,50%	ppm	12,50%		
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)	36,56%	pH	37,50%		
		Metalografía	12,50%		12,50%		
		Iris o Corrientes inducidas totalidad de los tubos	12,50%		12,50%		

EQUIPO	COMPONENTES	INDICADOR	AFECTACIÓN DEL INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA DE LA VARIABLE	PESO DE LA VARIABLE	BASE	AFECTACIÓN REAL COMPONENTE
		UT Espesores En zonas donde la tubería tiene contacto con los baffles	12,50%		12,50%		
	Tubería del Súper-calentador	# de horas que la temperatura de vapor paso > 800F	8,39%	'F	8,70%	100%	91,14%
		# de horas que la temperatura del 2do paso > 850F	8,70%	'F	8,70%		
		# De horas que la temperatura de piel de tubo. > 850 F	7,87%	'F	8,70%		
		# de veces que se deshollina al mes(4)	11,87%	%	17,40%		
		Metalografía	8,70%		8,70%		
		Diferencial de presión en el perfil de tiros en la caldera.	4,35%		4,35%		
		Cantidad de H2S > 1,2 % en el gas	4,35%	%	4,35%		
		cantidad de Hidrógeno > 1% en el gas	3,45%	%	4,35%		
		% de Eficiencia de la combustión. (82%-87%)	4,35%		4,35%		
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros ALCALINIDAD > 200 ppm	3,99%	ppm	4,35%		
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros SILICE <10 ppm	4,35%	ppm	4,35%		
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)	7,74%	pH	8,70%		
		UT Espesores 2 puntos por cada tubo, tomando un tubo de por medio.	8,70%		8,70%		
		# de veces que el nivel del tambor de vapor estuvo el nivel por encima del 60%	4,33%	%	4,35%		
	Ligamentos o soportes Súper-Calentador	# De horas que la temperatura de piel de tubo. > 850 F	22,62%	'F	25,00%	100%	91,84%
		# de caldeos que se cumple en la curva de calentamiento	23,44%	#	25,00%		
		# veces que se arranca la calderas	20,78%	#	25,00%		
		Metalografía	25,00%		25,00%		
	Cabezales de entrada y salida del súper calentador	# de horas que la presión en el SH estaba por encima de 450 psi	12,40%	psi	12,50%	100%	98,08%
		Boroscopiado Al interior de los cabezales	12,50%		12,50%		

EQUIPO	COMPONENTES	INDICADOR	AFECTACIÓN DEL INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA DE LA VARIABLE	PESO DE LA VARIABLE	BASE	AFECTACIÓN REAL COMPONENTE
		# de horas que la temperatura de vapor paso > 800F	12,06%	'F	12,50%		
		# de horas que la temperatura del 2do paso > 850F	12,50%	'F	12,50%		
		# De horas que la temperatura de piel de tubo. > 850 F	11,31%	'F	12,50%		
		Metalografía	25,00%		25,00%		
		# de caldeos que se cumple en la curva de calentamiento	12,30%	#	12,50%		
	Colectores Laterales	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros ALCALINIDAD > 200 ppm	10,65%	ppm	14,29%	100%	92,16%
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros SILICE <10 ppm	14,29%	ppm	14,29%		
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)	11,78%	pH	14,29%		
		# veces que se arranca la calderas	12,86%	#	14,29%		
		# de caldeos que se cumple en la curva de calentamiento	14,00%	#	14,29%		
		Boroscopiado Al interior de los cabezales	14,29%		14,29%		
		PLP 15 muestras aleatorias en los orificios donde se instalaran los tubos laterales	14,29%		14,29%		
	Tambor de vapor	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros ALCALINIDAD > 200 ppm	7,04%	ppm	8,33%	100%	96,61%
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros SILICE <10 ppm	8,33%	ppm	8,33%		
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)	16,48%	pH	16,67%		
		# Horas que la temperatura de piel de tubo. > 850 F	15,08%	'F	16,67%		
		# de veces que el nivel del tambor de vapor estuvo el nivel por encima del 60%	16,37%	%	16,67%		
		# De veces que la purga sobrepaso del 3% de la producción.	8,33%		8,33%		
		# de veces que el nivel del tambor de vapor estuvo por debajo de 45%	8,33%	%	8,33%		
		# de horas que la presión en el T.V estaba por encima de 500 psi	8,32%	psi	8,33%		
		Metalografía	8,33%		8,33%		

EQUIPO	COMPONENTES	INDICADOR	AFECTACIÓN DEL INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA DE LA VARIABLE	PESO DE LA VARIABLE	BASE	AFECTACIÓN REAL COMPONENTE
	Tambor de Lodos	# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros ALCALINIDAD > 200 ppm	11,79%	ppm	16,67%	100%	82,87%
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetros SILICE <10 ppm	16,67%	ppm	16,67%		
		# de veces que estuvo fuera de guía el parámetro pH (11,2)	21,07%	pH	33,34%		
		UT Defectología en puntos marcados con indicaciones de la pasada inspección.(Seguimiento)	16,67%		16,67%		
		Metalografía	16,67%		16,67%		
	Tubos del Calentador de Aire	# de veces que se deshollina al mes(4)	9,57%	%	12,50%	100%	86,61%
		# de veces que la eficiencia de transferencia de calor estuvo mayor al 20% en el calentador (medida con un diferencial de temperatura de 325°F en la chimenea, por el subsistema de gases de combustión	12,50%	%	12,50%		
		# de veces que aumenta el deshollino(+ 4 Al mes)	12,50%		12,50%		
		# de horas que la temperatura de gases estuvo por debajo del punto de rocío (325 F)	23,33%	%	25,00%		
		# de horas que el porcentaje de oxígeno por encima 3%	3,71%		12,50%		
		# de veces diferencial de presión estuvo por encima de 1,28" WC	12,50%		12,50%		
		# de picos que temperatura de gases estuvo por fuera de guía (460F y 325F)	12,50%	°F	12,50%		
	Laminas del Casing	Cantidad de H2S > 1,2 % en el gas	25,00%	%	25,00%	100%	79,65%
		cantidad de Hidrógeno > 1% en el gas	6,32%	%	25,00%		
		# de horas que la temperatura de gases estuvo por debajo del punto de rocío (325 F)	23,33%	°F	25,00%		
		UT Espesores 2 puntos por cada tubo, tomando un tubo de por medio.	25,00%		25,00%		
	Chimenea	# de horas que la temperatura de gases estuvo por debajo del punto de rocío (325 F)	18,92%	%	20,00%	100%	81,72%

EQUIPO	COMPONENTES	INDICADOR	AFECTACIÓN DEL INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA DE LA VARIABLE	PESO DE LA VARIABLE	BASE	AFECTACIÓN REAL COMPONENTE
		# de picos que temperatura de gases estuvo por fuera de guía (460F y 325F)	20,00%	%	20,00%		
		# de horas que el porcentaje de oxígeno por encima 3%	2,80%	%	20,00%		
		% eficiencia de la caldera (82%-87%)	20,00%	%	20,00%		
		UT Espesores 2 puntos por cada tubo, tomando un tubo de por medio.	20,00%		20,00%		
	Sección troncocónica	# de horas que la temperatura de gases estuvo por debajo del punto de rocío (325 F)	43,52%	%	50,00%	100%	93,52%
		UT Espesores 2 puntos por cada tubo, tomando un tubo de por medio.	50,00%		50,00%		
	Soportes y vigas de amarre	Inspección visual Soportes, uniones soldadas.	100,00%		100,00%	100%	100%
	Refractarios	Inspección visual al exterior de la estructura para verificar escapes de gases de combustión	33,00%		33,30%	100%	71%
		Inspección visual al exterior de la estructura para verificar escapes de gases de combustión	33,00%		33,30%		
		cantidad de Hidrógeno > 1% en el gas	5,22%	%	33,30%		
	Precalentador de aire	# De horas que el vapor de 25 estuvo por debajo de 20 PSI.	0,16%	#	33,30%	100%	33,97%
		# de horas que no hay transferencia de calor en el precalentador	0,81%	%	33,30%		
		# de veces diferencial de presión estuvo por encima de 1,28" WC	33,00%	%	33,30%		
	Quemadores	# de veces que se apaga el quemador	20,00%	#	20,00%	100%	69,51%
		# de quemadores en servicio	20,00%	%	20,00%		
		Cantidad de H2S > 1,2 % en el gas	20,00%	%	20,00%		
		cantidad de Hidrógeno > 1% en el gas	6,71%	%	20,00%		
		# de horas que el porcentaje de oxígeno por encima 3%	2,80%	%	20,00%		
	SUMATORIA		84,71%		100,0%	100%	84,71%

8.3 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE SALUD Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Este capítulo se expone la metodología de cálculo del índice de salud a las calderas del departamento de servicios industriales refinería y la interpretación de los resultados tras su aplicación.

8.3.1 Cálculo del índice salud final. A continuación, se realiza el cálculo para la B-2401 y se define así:

$$HI_{final} = \frac{\sum_{i=0}^n \% \text{afectacion del indicador}}{\sum_{i=0}^n \text{componentes}} \quad (2)$$

$$HI_{final} = \frac{90,19+96,24+91,14+91,84+98,08+92,16+96,61+82,87+86,61+79,65+81,72+93,52+100+71,22+33,97+69,51}{16} \quad 84,71\%$$

De la misma manera se procede a realiza el cálculo en la caldera B-2405 arrojando un resultado de:

$$HI_{final} = \frac{87,47+96,71+89,85+91,84+98,08+89,52+96,82+72,14+86,61+79,65+81,72+93,52+100+71,22+33,97+69,51}{16} \quad 83,67\%$$

8.3.2 Resultados de la evaluación. En esta fase se definió, en reunión con el experto de la refinería en estos equipos, una primera representación del indicador con la cual se puede asignar una clasificación de la condición de los componentes de las calderas, tal como se muestra en la tabla 13.

Tabla 13. Definición cualitativa del Índice de Salud por componentes.

Interpretación del Índice de Salud por componente		
ÍNDICE DE SALUD HI	CONDICIÓN	DESCRIPCIÓN
85-100	Muy buena	Algún deterioro o variable fuera de rango leve en un número limitado de componentes
70-85	Buena	Variables o deterioro significativo de algunos componentes
50-70	Cuestionable	Deterioro específico en un amplio número de componentes o deterioro serio en componentes específicos. Evaluar el posible reemplazo del componente según los análisis de criticidad.
50-0	Pobre	Deterioro grave en un amplio número de componentes. Alta probabilidad de falla, incremento de las consecuencias de seguridad, confiabilidad y repuestas ante fallas.

8.4 RESULTADOS

La implementación de la metodología en el activo B-2401 se tiene la capacidad de evaluar el riesgo o mecanismos de falla del activo general, dando como resultado que para el componente tubería del hogar tiene un resultado de 90.19% indicando que se tiene unos buenos parámetros de calidad en el tratamiento químico del activo y se puede considerar que está en buena salud dicho componente, adicionalmente este comportamiento va asociado a la buena sintonía del instrumento y a la experiencia de operador encargado del monitoreo en consola.

También cabe recalcar los cuidados que ha tenido el activo al momento de colocarlo en servicio cumpliendo su curva de calentamiento, lo cual no ha afectado el supercalentador ya que no tiene mucha actividad de operación durante la condición normal de operación, pero si en la arrancada.

Uno de los factores que afecta más a las calderas es trabajar por encima de valores de oxígeno mayores al 3% ya que me puede estar afectando el supercalentador,

este incremento del exceso de aire disminuye la temperatura del vapor, porque la temperatura del horno mismo disminuye.

Los cambios de combustible afectan también la temperatura del vapor, porque su contenido calorífico varía y porque tienen un efecto diferente sobre las superficies de calentamiento.

Para los componentes de Quemadores, Refractarios y precalentador de aire han presentado síntomas por la mala calidad de combustible (alta presencia de Hidrogeno) esta composición afecta la caldera y sus componentes. El precalentador de aire tiene un indicador de 33.97% este componente es importante para la combatir los problemas de la corrosión en la parte extrema de los tubos del calentador, ya que su función es retirar así la humedad presente en el aire atmosférico.

En general el activo B-2401 y B-2405 se encuentra en una etapa de donde hay un deterioro bueno referente a la tabla 13. con un numero de variables fuera de rangos.

9. CONCLUSIONES

Evaluando los resultados obtenidos como producto de la presente tesis se ve reflejado que el Índice de salud hallado para las calderas del departamento de servicios industriales refinería guarda una relación con lo planteado en la hipótesis de la tesis.

Se pudo construir un indicador que en principio representa el estado de salud de las calderas al incluirse los diferentes mecanismos de falla y modos de falla que pueden producirse en los componentes de la caldera y que podrían llevarla a su inutilización.

Según los resultados obtenidos, con base en el modelo propuesto para el Índice de Salud de calderas en este estudio, se observa que este modelo permite hacer una buena aproximación del nivel de deterioro que se presenta en las calderas,

Según los resultados conseguidos, queda demostrado que el modelo propuesto en este estudio permite hacer una buena aproximación de las disminuciones en base al Índice de Salud de un activo, en otras palabras, a la cantidad de deterioro del activo.

Se partió de una revisión bibliográfica de la utilización de índices de salud en transformadores a nivel mundial y nacional, donde se identificó la metodología utilizada en estos activos y sus usos, observando la utilización de modos de falla en los transformadores para la evaluación de la condición del activo; por tanto se comprobó, especialmente que en las Calderas se debe trabajar con los mecanismos

de falla , ya que estos mecanismos son los que inducen cambios perjudiciales en el tiempo y que afectan las condiciones o propiedades mecánicas de los materiales. Los mecanismos de deterioro suelen ser graduales, acumulativos y en algunos casos irreversibles.

10. RECOMENDACIONES

Con el fin de motivar la realización de trabajos futuros, que enriquezcan el resultado de la presente investigación, se plantean las recomendaciones siguientes:

Entre las principales desventajas de la metodología propuesta, no se pudo contar con todo el grupo de trabajo, debido a la disponibilidad y disposición en la fuente de información y por parte de los especialistas para el análisis de los mecanismos de falla y las técnicas utilizadas.

Para la implantación de este trabajo se requiere realizar un análisis más profundo, de más componentes y conceptos de análisis por parte de especialistas, acerca de cómo los activos se deterioran a partir de los mecanismos de fallas que los afectan.

Se debe trabajar en mejorar la adquisición de datos, ya que se presentó dificultades con algunos sensores y no eran tan confiables sus lecturas.

Los datos son tomados manualmente, se debe realizar una hoja o un programa capaz de tomar los datos en línea y procesarlos en tiempo real para que el indicador sea consultado frecuentemente.

Extender los estudios expuestos en esta tesis a todos los componentes como los rotativos, eléctricos e instrumentación para obtener un índice de salud más específico.

Se pudo dar respuesta a la pregunta de la hipótesis: Con la creación de un indicador de salud, ¿se puede diagnosticar y medir la condición global de un activo, reduciendo costos, riesgos y predecir el desempeño y la probabilidad de falla de las calderas del departamento de servicios industriales de la refinería de Barrancabermeja. Integrando todas las metodologías de confiabilidad como es el caso de RCM, RBI y RCA, lo cual pone el foco en la integridad de activos y juega un papel muy importante para alcanzar la excelencia operacional y la extensión de la vida útil del equipo.

También permite la evaluación del efecto de las iniciativas sobre la seguridad y la integridad de los activos, y la Mejora los resultados operacionales, tales como la disminución en los costos de operación y mantenimiento

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Calculation of Heater-tube Thickness in Petroleum Refineries. API 530. 7 ed. Washington, USA: API, 2015. 280 p.

_____. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. API 571. 3 ed. Washington, USA: API, 2020. 376 p.

_____. Risk-Based Inspection Methodology. API 581. 3 ed. Washington, USA: API, 2016. 652 p.

BORRÁS, Carlos y STALFORD, Harold. Pattern recognition in hydraulic backlash using neural network. Proceedings of the American Control Conference (1: 8-10, mayo: Anchorage, USA). Memorias. Anchorage: IEEE, 2002. p. 400-405

BORRÁS, Carlos. Técnicas avanzadas de mantenimiento. Bucaramanga. Grupo de investigación ingeniería mecánica DICBoT, Universidad Industrial de Santander, 2016.

DELOITTE y CANADIAN ELECTRICITY ASSOCIATION. Asset Health Indices, A utility industry necessity. [En línea]. Manitoba, Canadá: La Compañía, 2014. 28 p. [Consultado el: 20 de octubre de 2020]. Disponible en: http://www.pubmanitoba.ca/v1/exhibits/mh_gra_2015/coalition-10-3.pdf

DINGO. Trakka Asset Health Management App Overview. [Sitio Web]. Wilston, Australia: DINGO. [Consultado el: 11 de septiembre de 2020]. Disponible en: <https://vimeo.com/267518832>

ECOPETROL S.A. Manual de Unidad de Procesos, Servicios Industriales Refinería. Barrancabermeja: La Compañía. 43 p. [Consultado el: 15 de noviembre de 2020]

HAERNANDA, Gusti. et al. Application of health index method for transformer condition assessment. [En línea]. TENCON 2014 IEEE Region 10 Conference. Bangkok, Thailand, 2014, pp. 1-6. [Consultado el: 05 de noviembre de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7022433>

HJARTARSON, Thor y OTAL, Shawn. Predicting Future Asset Condition Based on Current Health Index and Maintenance Level. [En línea]. ESMO 2006 IEEE 11th International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance, Albuquerque, USA, 2006. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4144515/authors#authors>

IBM. Customization of IBM IoT for Energy and Utilities. [Sitio Web]. New York, USA: IBM. [Consultado el: 15 de septiembre de 2020]. Disponible en: https://www.ibm.com/support/knowledgecenter/es/SSMNA6_2.5.0/com.ibm.ifeop.doc/custom/c_iot4eu_customization_intro.html

INTERNACIONAL STANDARDS ORGANIZATION. Asset management - Overview, principles and terminology. ISO 55000. 1 ed. Ginebra: ISO, 2014. 19 p.

JAHROMI, Ali, et al. An approach to power transformer asset management using health index. [En línea]. En: IEEE Electrical Insulation Magazine, 2009, vol. 25, no. 2, pp. 20 – 34. [Consultado el: 17 de octubre de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4802595>.

KIRYLCHYK, Veronika. Aplicación de la metodología de cálculo de índice de salud de activos a transformadores de potencia. Propuestas de mejora. Trabajo de grado Ingeniería de Organización Industrial. Sevilla, España: Universidad de Sevilla, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Departamento de Organización Industrial y Gestión de Empresas, 2017. 94 p. [Consultado el: 22 de septiembre de 2020]. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/91425>