

**DISEÑO DE UNA PROPUESTA TÉCNICO ECONÓMICA PARA EL  
DESARROLLO DEL SERVICIO DE INDICADORES DE MANTENIMIENTO EN  
TIEMPO REAL EN UN CAMPO PETROLERO DE LA COMPAÑÍA PETROTEST  
FIELD COMPANY**

**JHON FRANCISCO VEGA RODRÍGUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA**

**2021**

**DISEÑO DE UNA PROPUESTA TÉCNICO ECONÓMICA PARA EL  
DESARROLLO DEL SERVICIO DE INDICADORES DE MANTENIMIENTO EN  
TIEMPO REAL EN UN CAMPO PETROLERO DE LA COMPAÑÍA PETROTEST  
FIELD COMPANY**

**JHON FRANCISCO VEGA RODRÍGUEZ**

**Monografía presentada como requisito para optar por el título de  
Especialista en Gerencia de Mantenimiento**

**Director:  
PEDRO JOSÉ DÍAZ GUERRERO  
M. Sc en Ingeniería Mecánica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA**

**2021**

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN.....	11
1. OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	13
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	13
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	13
2. JUSTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA.....	14
3. MARCO TEÓRICO Y ANTECEDENTES.....	15
3.1 PROYECTOS DE INVERSIÓN Y ROI.....	15
3.2 TAXONOMÍA Y DEFINICIÓN DE TAGS.....	18
3.3 MANTENIMIENTO E INDICADORES.....	20
3.4 SISTEMAS DE INFORMACIÓN, CONTROL Y AUTOMATIZACIÓN.....	27
3.5 TRATAMIENTO TÉRMICO.....	33
4. DESCRIPCIÓN DE PROCESO.....	36
5. METODOLOGÍA.....	38
5.1 RECOPIACIÓN DE EVENTOS DE FALLA.....	38
5.2 IDENTIFICACIÓN PARA LOS INDICADORES DE MANTENIMIENTO.....	39
5.3 INSTRUMENTACIÓN EN CAMPO.....	39
5.4 CÁLCULO DE INDICADORES.....	42
5.5 ADQUISICIÓN DE DATA Y CENTRALIZACIÓN.....	44
5.6 DESARROLLO GRÁFICO.....	46
6. RESULTADOS.....	47
6.1 DETERMINACIÓN DE PERIODO DE RETORNO DE INVERSIÓN CON BASE EN FALLAS PRESENTADAS.....	47
6.2 PROPUESTA DE DISEÑO PARA ADQUISICIÓN DE DATOS.....	53
6.3 PROPUESTA DE DISEÑO PARA VISUALIZACIÓN EN SISTEMA SCADA.....	57
6.4 DETALLE DE LOS DESPLIEGUES DE MANTENIMIENTO.....	61
6.5 ANÁLISIS DE RIESGOS Y SEGURIDAD DE PROCESOS.....	62
7. CONCLUSIONES.....	66
8. RECOMENDACIONES.....	68
BIBLIOGRAFÍA.....	70

## LISTA DE CUADROS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Tabulación ejemplo 2 flujos no uniformes .....	17
Tabla 2. Estructura para definición de sintaxis de instrumentos.....	19
Tabla 3. Tags de identificación instrumentos e indicadores. ....	39
Tabla 4. Relación de equipos en campo .....	40
Tabla 5. Eventos ocurridos durante los años 2018 y 2019.....	47
Tabla 6. Costos generales de la inversión. ....	48
Tabla 7. Aproximación teórica de periodo retorno de inversión PRI.....	50

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Ejemplo periodo ROI para flujos uniformes.....	16
Figura 2. Modelos de mantenimiento.....	22
Figura 3. Esquema general tratador térmico horizontal.....	34
Figura 4. Entrada y salida de proceso de tratamiento térmico. ....	37
Figura 5. Esquema general de adquisición y procesamiento de datos.....	42
Figura 6. Lógica de decisión para cálculo de indicadores. ....	44
Figura 7. Ciclo PHVA aplicado a cálculo monitoreo de indicadores en SCADA ....	45
Figura 8. Representación gráfica de la recuperación posterior a la inversión. ....	49
Figura 9. Ejecución servidor OPC.....	54
Figura 10. Creación nuevos Tag.....	55
Figura 11. Configuración nuevos Tag.....	55
Figura 12. Configuración de indicadores y parámetros del despliegue de indicadores. ....	56
Figura 13. Configuración alarmas para indicadores de mantenimiento.....	58
Figura 14. Banner general de alarmas.....	59
Figura 15. Visualización instrumentos en SCADA .....	59
Figura 16. Despliegue panel de indicadores para cada instrumento en SCADA. ...	60
Figura 17. Matriz de riesgo .....	63
Figura 18. Valoración de riesgos inherentes a tratamiento térmico.....	64
Figura 19. Valoración de riesgos residuales con acciones de control .....	64

## **LISTA DE ANEXOS**

**Ver anexos adjuntos y pueden ser consultados en la base de datos de la Biblioteca UIS**

Anexo A. Manual Transmisor De Temperatura Yokogawa Yta710.

Anexo B. Manual Transmisor De Presión Yokogawa Eja530.

Anexo C. Manual Transmisor De Presión Diferencia Yokogawa Ejx110a.

Anexo D. Manual Controlador De Campo 1796-L33er.

Anexo E. Manual Unidades Remotas Flex 1794-1e8h.

Anexo F. Manual Kepware Server Configuration.

## GLOSARIO

**Big Data:** Término que hace referencia a conjuntos de datos tan grandes y complejos que precisan de aplicaciones informáticas no tradicionales de procesamiento de datos para tratarlos adecuadamente.

**BSW:** (Basic Sediment and Water) es una especificación técnica de ciertas impurezas en el petróleo crudo.

**FIPA:** (Foundation for Intelligent Physical Agents) es un organismo para el desarrollo y establecimiento de estándares de software para agentes heterogéneos que interactúan y sistemas basados en agentes.

**HART:** (Highway Addressable Remote Transducer) es un protocolo abierto de uso común en los sistemas de control, que se emplea para la configuración remota y supervisión de datos con instrumentos de campo.

**IoT:** (Internet of Things) es un concepto que se refiere a una interconexión digital de objetos cotidianos con internet.. Si los objetos de la vida cotidiana tuvieran incorporadas etiquetas de radio, podrían ser identificados y gestionados por otros equipos de la misma manera que si lo fuesen por seres humanos.

**KPI:** (Key Performance Indicator) es una medida del nivel del rendimiento de un proceso. El valor del indicador está directamente relacionado con un objetivo fijado previamente y normalmente se expresa en valores porcentuales.

**Ladder:** Conocido también como lógica de contactos, es un lenguaje de programación gráfico muy popular dentro de los autómatas programables debido a que está basado en los esquemas eléctricos de control clásicos.

**Lista de instrucciones:** Es uno de los cinco lenguajes especificados por el estándar IEC 61131-3, diseñado para controladores de lógica programable (PLCs

**PLC:** (Programmable Logic Controller) es un elemento utilizado en la ingeniería automática para automatizar procesos de producción.

**PRI:** Periodo de Retorno de Inversión. Es un indicador que mide en cuánto tiempo se recuperará el total de la inversión a valor presente. Puede revelarnos con precisión, en años, meses y días, la fecha en la cual será cubierta la inversión inicial.

**ROI:** (Return On Investment) es una razón financiera que compara el beneficio o la utilidad obtenida en relación a la inversión realizada, es decir, representa una herramienta para analizar el rendimiento que la empresa tiene desde el punto de vista financiero.

**SCADA:** (Supervisory Control And Data Acquisition) es un concepto que se emplea para realizar aplicaciones de software que permiten controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

**TAG:** Identificación única mediante códigos para un elemento, equipo, sistema o proceso a nivel industrial.

## RESUMEN

**TÍTULO:** DISEÑO DE UNA PROPUESTA TÉCNICO ECONÓMICA PARA EL DESARROLLO DEL SERVICIO DE INDICADORES DE MANTENIMIENTO EN TIEMPO REAL EN UN CAMPO PETROLERO DE LA COMPAÑÍA PETROTEST FIELD COMPANY.

**AUTOR:** JHON FRANCISCO VEGA RODRÍGUEZ

**PALABRAS CLAVE:** SISTEMA DE INFORMACIÓN, INDICADORES DE MANTENIMIENTO, INSTRUMENTACIÓN INDUSTRIAL.

**DESCRIPCIÓN:** EL campo PY-10 de la compañía PETROTEST FIELD COMPANY es un campo maduro con más de 60 años de producción y con una infraestructura y tecnología obsoleta.

El producto que genera utilidades para la compañía es el crudo liviano y, dentro de éste proceso, los tratadores térmicos tienen una función importante. Por esta razón se ha pensado en mejorar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos allí instalados.

Se propone este alcance como mejora técnica en los tratadores térmicos del campo PY-10 y herramienta gerencial para la compañía, migrando la tecnología de la instrumentación existente y, a partir de esto, midiendo tiempos ONLINE y OFFLINE en cada equipo, calculando los respectivos indicadores de mantenimiento y reportándolos en un sistema de información SCADA.

## **ABSTRACT**

**TITLE:** DESIGN OF TECHNICAL-ECONOMIC PROPOSAL FOR THE DEVELOPMENT OF MAINTENANCE INDICATORS SERVICE IN REAL TIME FOR AN OIL FIELD OF THE COMPANY PETROTEST FIELD COMPANY.

**AUTHOR:** JHON FRANCISCO VEGA RODRÍGUEZ

**KEY WORDS:** INFORMATION SYSTEM, MAINTENANCE INDICATORS, INDUSTRIAL INSTRUMENTATION.

**DESCRIPTION:** PY-10 field - PETROTEST FIELD COMPANY is a mature field with more than 60 years of production and with obsolete infrastructure and technology.

Product that generate earnings for the company is the treatment of light crude oil and, within this process, heat treaters have an important function. For this reason, it has been thought to improve the reliability and availability of the equipment installed there.

This scope is proposed as a technical improvement in PY-10 field heat treaters and as a management tool for the company, migrating the existing instrumentation technology and, based on this, measuring ONLINE and OFFLINE times in each device, calculating the respective maintenance indicators and reporting them in a SCADA information system.

## INTRODUCCIÓN

La obtención de crudo liviano dentro de especificaciones es un proceso prioritario en las ventas de **Petrotest Field Company**, actividad que se ha venido desarrollando en campo **PY-10** por más de 50 años.

Dichas especificaciones requieren un contenido de agua y sedimentos dentro del crudo (**BSW**) inferior o igual a **0.5%**, requiriendo esto un proceso de separación eficiente en los tratadores térmicos, para lo que es de vital importancia el control adecuado en el nivel tanto de crudo como de agua posterior a la separación y la instrumentación asociada a dicho control.

Dado que este es un campo maduro y que no se han incorporado nuevas tecnologías con el pasar de los años, la instrumentación existente es totalmente neumática y solo en algunos casos con indicación local.

Tal situación requiere la presencia de un operador en sitio ante cualquier condición no deseada en el proceso, causando una respuesta inoportuna y con esto presencia de especificaciones subestándar en el crudo de venta, así como reboses del recipiente y arrastres de crudo hacia tea que representan una condición crítica en seguridad de procesos. Ahora bien, a pesar de contar con un plan de mantenimiento que genera rutinas preventivas, la obsolescencia de los instrumentos en los tratadores puede afectar el desempeño de los mismos y del proceso, y se hace imprevisible el suministro oportuno de repuestos para stock.

Teniendo en cuenta lo anterior y con el objetivo de contar con un sistema más confiable, el presente proyecto propone la migración de la instrumentación neumática a instrumentación electrónica para nivel, presión y temperatura en cada

uno de los 3 tratadores, permitiendo el cálculo y monitoreo de los indicadores de mantenimiento en los instrumentos que miden cada una de las variables de interés.

De esta manera y utilizando los recursos tecnológicos ya existentes en campo, no solamente el personal operativo podrá contar con la centralización de las variables de proceso y su visualización en tiempo real, sino que también el departamento de mantenimiento tendrá acceso a un sistema de información que permitirá almacenar, visualizar y tendenciar el comportamiento de dichos indicadores y reportarlos vía mail o sms, entre otras bondades que pueden ofrecer los recursos tecnológicos existentes.

# 1. OBJETIVOS DEL PROYECTO

## 1.1 OBJETIVO GENERAL

- Diseñar una metodología para la migración de los indicadores de mantenimiento de los instrumentos en los tratadores térmicos a un sistema SCADA, en un campo petrolero.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un estudio económico y de viabilidad para la migración de tecnología en la instrumentación de los 3 tratadores térmicos y un análisis comparativo con el costo de pérdidas económicas y reprocesos generados por fallas funcionales ocurridas en los instrumentos existentes, determinando el tiempo de retorno de la inversión ROI.
- Realizar el diseño del sistema de adquisición de datos para las variables de presión, temperatura y nivel en los tratadores térmicos y su respectiva transmisión a cuarto de control.
- Definir un modelo para la adecuación de base de datos y sistema SCADA existente para la integración del proceso de tratamiento térmico, implementando la visualización de indicadores tales como MTBF, MTTR, tiempo de operación total y disponibilidad en cada uno de los instrumentos a migrar.

## 2. JUSTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA

En la actualidad, el campo PY-10 tiene implementadas rondas de inspección visual, operación manual de válvulas y medición estática de niveles en tanques de almacenamiento por parte de operador de batería. Dichas actividades demandan gran parte de su tiempo y su atención.

Teniendo en cuenta la importancia del proceso de ajuste de crudo bajo especificaciones para la compañía, se propone modernizar el sistema instrumentado que opera actualmente en los tratadores térmicos, así como la adquisición de datos y monitoreo de las variables allí involucradas (temperatura, nivel y presión en tratadores) mediante un sistema SCADA ya existente.

El uso de la tecnología ya disponible en campo, junto con la modernización de los instrumentos que miden las variables anteriormente mencionadas, permitirán tener de primera mano un sistema de monitoreo en tiempo real que optimizará tanto el tiempo de operación y de reacción por parte del operador ante cualquier eventualidad o condición sub estándar, como el cálculo y visualización de indicadores de mantenimiento de dichos instrumentos, lo que resultará de utilidad para el grupo de mantenimiento y por consiguiente para la compañía.

Con las acciones oportunas que el operador pueda ejercer sobre el proceso de tratamiento térmico de crudo desde un sistema SCADA, y mejorando la disponibilidad de los equipos con el seguimiento de los indicadores ya mencionados, se mitigarán eventos de rebose o presurización de los tratadores, arrastre de crudo por la línea de gas que conllevan a pérdida de producto con impacto económico para la compañía y ambiental para las locaciones, multas a la compañía por despacho de crudo en condiciones sub estándar, entre otros posibles escenarios operativos.

### **3. MARCO TEÓRICO Y ANTECEDENTES**

Una de los pilares necesarios para el aumento de la productividad de una compañía y su rentabilidad radica en la optimización de los recursos disponibles. Esto implica definición de estrategias y aplicación de procesos de mejora continua en cada uno de los niveles de la organización. Sin embargo, tan importante como estos aspectos administrativos y muchas veces técnicos, la renovación de activos y fortalecimiento en la infraestructura de los campos o plantas juega un papel fundamental al que los inversionistas de pequeñas empresas, hoy por hoy, siguen mostrando resistencia. Para ellos resulta más conservador el “producir al máximo con lo que se tiene” que realizar inversiones para adquisición de nuevos activos y tecnología.

Dicho lo anterior, un proyecto de inversión no solo debe acompañarse de argumentos y fundamentos técnicos firmes, sino también de una justificación sólida que venda la idea y sea llamativa a los grupos de interés de la compañía.

#### **3.1 PROYECTOS DE INVERSIÓN Y ROI**

Todo proyecto productivo podrá evaluarse considerando su propia recuperación y su rentabilidad. Existen dos tipos genéricos de métodos para evaluar proyectos de inversión: los métodos que no consideran el valor del dinero en el tiempo y los métodos que si consideran el valor del dinero en el tiempo.

- Técnicas que no consideran el valor del dinero en el tiempo:
  - El método de periodo de recuperación.
  - El método de tasa de rendimiento contable.

- Técnicas que consideran el valor del dinero en el tiempo:
  - El método del valor presente neto.
  - El método de tasa interna de rendimiento.

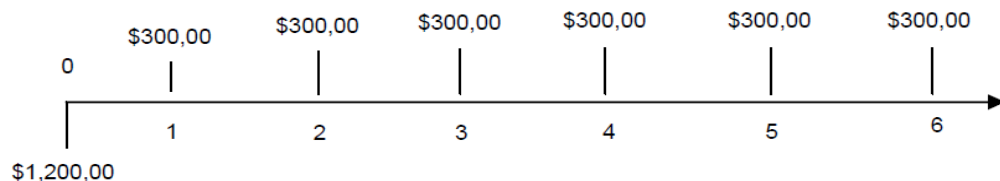
Cuando se habla de valor del dinero en el tiempo no se quiere decir que con el transcurso del tiempo el dinero pierde valor o poder adquisitivo, sino más bien que es preferible tener un dólar hoy que un dólar dentro de un año, pues el dinero puede invertirse y ganar cierto interés o rendimiento.

### PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

Es el tiempo exacto que requiere una empresa para recuperar su Inversión inicial en un proyecto. Se estima a partir de las entradas de efectivo o mitigación de pérdidas económicas.

- Metodología de cálculo del periodo de recuperación.

El siguiente ejemplo muestra un periodo de recuperación con flujos de ingresos anuales uniforme: Esta metodología consiste en dividir el valor de la inversión inicial entre el flujo de ingreso anual. Para ilustrar, la siguiente línea de tiempo muestra el flujo de ingreso neto anual de \$300,00 por seis años, para ello se requirió una inversión de \$1.200,00 para el proyecto A.



Fuente: CANALES SALINAS, Ricardo José. Criterios para la toma de decisión de inversiones. Abriendo Camino al Conocimiento. Facultad de Ciencias Económicas, UNAN-Managua. Departamento de Economía. UNAN-Managua. En: Revista Electrónica de Investigación en Ciencias Económicas

Para el proyecto A la inversión se recupera en:

$$PRI = \left( \frac{1,200}{300} \right) = 4 \text{ años}$$

También puede ocurrir que el periodo de recuperación tenga flujos de ingresos anuales no uniformes: En este caso, la metodología consiste en sumar los flujos que se espera sean generados a través de los años hasta que igualen a la inversión inicial que, para este caso, será de \$1,100,000. Para ilustrar, la siguiente línea de tiempo muestra el flujo de ingreso neto anual para los próximos por seis años, \$150,000, \$200,000, \$250,000, \$300,000, \$400,000 y \$400,000 respectivamente. Para ello se requirió una inversión de \$900,000 para el proyecto B.

**Tabla 1. Tabulación ejemplo 2 flujos no uniformes**

	Años						
	0	1	2	3	4	5	6
Flujos anuales	- 1,100,000	150,000	200,000	250,000	300,000	400,000	400,000
Flujos acumulados	- 1,100,000	-950,000	-750,000	- 500,000	- 200,000	200,000	600,000

Fuente: CANALES SALINAS, Ricardo José. Criterios para la toma de decisión de inversiones. Abriendo Camino al Conocimiento. Facultad de Ciencias Económicas, UNAN-Managua. Departamento de Economía. UNAN-Managua. En: Revista Electrónica de Investigación en Ciencias Económicas

La inversión se recupera en el año 5 ya que en este año el flujo anual dejó de ser negativo y fue superior a los 200,000, que es la inversión por recuperar, lo que implica que la inversión se recupera antes de finalizar el año 5. La pregunta sería en cuantos meses del año 5 se recupera la inversión. Para saberlo, se divide el monto de la inversión por recuperar entre el flujo anual del quinto año y el resultado se multiplica por doce.

$$PRI = \left( \frac{200,000}{400,000} \right) = 0.5 * 12 = 6 \text{ meses}$$

Por lo tanto, el proyecto B, su inversión se recupera en 4 años y 6 meses.<sup>1</sup>

### 3.2 TAXONOMÍA Y DEFINICIÓN DE TAGS

La migración, como parte fundamental de la evolución tecnológica en la industria, ofrece beneficios tales como aumento en la disponibilidad de los sistemas, mayor confiabilidad de los activos que forman parte del proceso y virtualización de la información. La incorporación de nuevos equipos a un proceso hace necesaria la aplicación de un sistema taxonómico que permita identificar cada equipo según el área/proceso/sistema al que corresponda o función que desempeña, razón por la cual se utilizará una sintaxis para identificación de instrumentos o equipos a integrar.<sup>2</sup>

Si bien es cierto que cada organización puede definir la taxonomía de sus activos a criterio, es decir sin una norma definida para esto, dicha taxonomía deberá ser tan clara e intuitiva como sea posible para que cada elemento, instrumento o equipo sea de fácil identificación, ubicación y trazabilidad.

En esta definición se deben considerar el área o proceso y sistema al que pertenece, manejando un consecutivo coherente. Sin embargo, en la Tabla 2 se tienen en cuenta pautas para definir el Tag de un instrumento según factores propios tales

---

<sup>1</sup> CANALES SALINAS, Ricardo José. Criterios para la toma de decisión de inversiones. Abriendo Camino al Conocimiento. Facultad de Ciencias Económicas, UNAN-Managua. Departamento de Economía. UNAN-Managua. En: Revista Electrónica de Investigación en Ciencias Económicas

<sup>2</sup> IVERSON, A.; VERHAPPEN, I. Instrumentation Symbols and Identification ANSI/ISA-5.1-2009. 2009.

como función primaria, función secundaria (y terciaria si aplica), variable medida, analizada o calculada, entre otras.

**Tabla 2. Estructura para definición de sintáxis de instrumentos**

	LETRAS PRIMARIAS		LETRAS SECUNDARIAS		
	Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5
	Variable inicial/Medición	Modificador de variable	Función pasiva	Función activa	Modificador de función
<b>A</b>	Análisis		Alarma		
<b>B</b>	Quemador, combustión		Selección usuario	Selección usuario	Selección usuario
<b>C</b>	Selección usuario			Control	Cerrado
<b>D</b>	Selección usuario	Diferencial			Desviación
<b>E</b>	Voltaje		Sensor		
<b>F</b>	Caudal				
<b>G</b>	Selección usuario		Visor, Indicador		
<b>H</b>	Manual				Alto
<b>I</b>	Corriente		Display		
<b>J</b>	Potencia		Scan		
<b>K</b>	Tiempo, Calendario	Rata de cambio de tiempo		Estación de control	
<b>L</b>	Nivel		Piloto		Bajo
<b>M</b>	Selección usuario				Medio, Intermedio
<b>N</b>	Selección usuario		Selección usuario	Selección usuario	Selección usuario
<b>O</b>	Selección usuario		Orificio, Restricción		Abierto
<b>P</b>	Presión		Punto (Conexión de prueba)		
<b>Q</b>	Cantidad	Integrar, Totalizar	Integrar, Totalizar		
<b>R</b>	Radiación		Grabador		En marcha
<b>S</b>	Velocidad, Frecuencia	Seguridad		Interruptor	Detenido
<b>T</b>	Temperatura			Transmisor	
<b>U</b>	Multivariable		Multifunción	Multifunción	
<b>Y</b>	Vibración, Análisis mecánico.			Válvula, Persiana	
<b>V</b>	Peso, Fuerza		Pozo, Sonda		
<b>X</b>	No clasificado	Eje X	Dispositivos accesorios	No clasificado	No clasificado
<b>Y</b>	Evento, Estado, Presencia	Eje Y		Dispositivos auxiliares	
<b>Z</b>	Posición, Dimensión	Eje Z, Sistema, Instrum. Seg		Variador, Actuador	

Fuente: El autor bajo adaptación a referencia IVERSON, A.; VERHAPPEN, I. Instrumentation Symbols and Identification ANSI/ISA-5.1-2009. 2009

### 3.3 MANTENIMIENTO E INDICADORES

El objetivo final del mantenimiento es proporcionar una óptima fiabilidad que satisfaga las necesidades comerciales de la empresa, donde la confiabilidad se define como “la probabilidad o duración de rendimiento sin fallos en las condiciones establecidas”. Aunque muchas organizaciones ven el mantenimiento con poco valor agregado, cuando se desarrolla y administra adecuadamente, preserva los activos de la compañía para satisfacer la necesidad de confiabilidad a un costo óptimo.<sup>3</sup>

Si bien es cierto que los modelos de mantenimiento industrial han venido cambiando y han tenido que adaptarse al ritmo vertiginoso de la producción, no existe un modelo genérico o universal que pueda aplicarse. Cada industria y cada planta tiene una dinámica diferente, no solo productiva sino administrativa, la cual determinará la estructura más adecuada y conveniente para la organización.

Aunque los esquemas de mantenimiento más conocidos son los siguientes, podemos encontrar escenarios en los que las fusiones o modelos híbridos son aplicados según las características de cada caso:

- Según el oficio: Es el modelo clásico en el que, según la especialidad de las actividades y del personal, se consolidan los grupos de mantenimiento eléctrico, mecánico e instrumentación y control.
  
- Según la naturaleza de las tareas a realizar.
  - Mantenimiento correctivo: Basado en reparar daños según eventos emergentes.

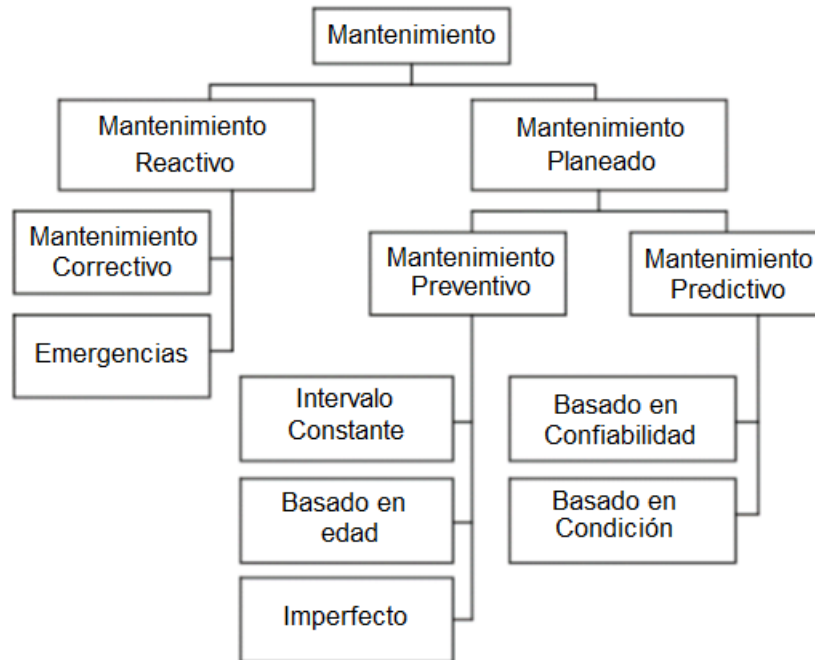
---

<sup>3</sup> RELIABILITY T. Understanding Maintenance and Reliability 1.1. Published online 1989. Capítulo I

- Mantenimiento preventivo: Conjunto de tareas orientadas a prevenir falla antes de que ocurran.
  - Mantenimiento conductivo: Llevado a cabo por personal de producción, tal como inspección visual, ajustes menores, mediciones sencillas.
  - Mantenimiento predictivo: Tareas que relacionan una variable física o química con el estado de la máquina o equipo, por ejemplo, termografía, ultrasónico, análisis de aceites, etc.
  - Mantenimiento en parada o cero horas: Tareas para devolver el equipo a su estado de cero horas o lo más cercano posible. Se sustituyen sistemáticamente todos los elementos sometidos a desgaste.
- Según el diagnóstico.
    - Ingeniería de mantenimiento: Aplica las herramientas de la ingeniería a optimizar y buscar la mejora continua en el mantenimiento según nuestras necesidades.
    - Diagnóstico: Conocer e interpretar el estado de la instalación y sus elementos.
    - Ejecución: Llevar a cabo acciones definidas en un plan de mantenimiento.

Hoy por hoy, la tercera generación de mantenimiento aporta detección y solución temprana de los problemas antes de que las fallas tengan un impacto sobre la operación, razón por la cual el mantenimiento correctivo queda corto. Sin embargo, no se puede desconocer que, a mayor nivel de mantenimiento, mayor disponibilidad de los equipos, pero mayores costos. Es aquí donde cada organización adoptará el modelo más rentable y con mejor relación costo/beneficio.

**Figura 2. Modelos de mantenimiento**



Fuente: El autor bajo adaptación a referencia FERREIRA, S., SILVA, F.J.G., CASAIS, R.B., PEREIRA, M.T., & FERREIRA, L.P. KPI development and obsolescence management in industrial maintenance. *Procedia Manufacturing*, 38(2019), 1427–1435. 2019. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2020.01.145>

El escenario de mantenimiento actual indica que la mayoría del staff de mantenimiento en una planta opera en modo correctivo. La aplicación del mantenimiento preventivo (PM) es insuficiente y mucha de la tecnología de mantenimiento predictivo no ha sido introducida en nuestras plantas. Del mismo modo, las actividades del PM, donde quiera que se apliquen, son a menudo innecesarias y conservativas. En resumen, los desafíos clave que enfrentan los gerentes del mantenimiento moderno son los siguientes:

- Seleccionar la técnica de mantenimiento más apropiada.
- Enfrentar cada tipo de proceso de falla.
- Ser más rentable.

- Cumplir las expectativas de los dueños de los activos, de sus usuarios y al grupo en general

Independientemente del modelo o estructura, la mejor forma de ver el valor agregado que tienen los grupos de mantenimiento dentro de las organizaciones se evidencia a través de la medición y monitoreo de indicadores de confiabilidad o KPI's.<sup>4</sup>

Cuando se identifica y alinea correctamente, el desempeño KPI's, éstos pueden salvar una planta u organización. Si la gerencia realmente entendiera el poder de estos indicadores, las cosas cambiarían rápidamente. De hecho, gestionar sin KPI's da la sensación de incertidumbre (entorno reactivo). Por poner un ejemplo ilustrativo, se puede pensar en un automóvil con el parabrisas pintado de negro. El conductor no puede ver por dónde va, pero tiene una idea de dónde ha estado a través del espejo retrovisor. El conductor no puede decir si el viaje ha tenido éxito o no hasta que sea demasiado tarde. El automóvil podría irse a la cuneta (altos costo o graves consecuencias) o nunca llegar al destino (metas no cumplidas). Lo mismo ocurre con una empresa sin KPI's.

Este grave problema les cuesta a las organizaciones miles de millones de dólares en todo el mundo como resultado de lo que se puede ver como una falta de control de gestión. Peter Drucker, el revolucionario industrial, declaró: “No se puede administrar algo que no se puede controlar y no se puede controlar algo que no se puede medir”.

---

<sup>4</sup> THORAT, R., & MAHESHA, G. T. Improvement in productivity through TPM Implementation. *Materials Today: Proceedings*, 24, 1508–1517. 2020. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.04.470>

Para definir los KPI's primero debemos definir lo que queremos medir. ¿Es el rendimiento del equipo?, es el desempeño del almacén de repuestos?, ¿Es el desempeño de la función de mantenimiento? Aunque parece una pregunta simple, a menudo las empresas no entienden sus KPI's.

Los indicadores principales para la función de mantenimiento son aquellos que miden qué tan bien se lleva a cabo cada una de los pasos en el proceso de mantenimiento. Por ejemplo, un indicador principal para la planificación del proceso de trabajos de mantenimiento podría ser el porcentaje de trabajos planificados vs porcentaje de trabajos ejecutados. Si el planeador está estimando la mano de obra correctamente, vemos un alto porcentaje de trabajos completados utilizando la cantidad de horas planificadas para el trabajo. Si el gerente de mantenimiento encuentra que el valor del KPI es menor de lo esperado, deberá revisar con el planeador cuál es la mejor manera de mejorar los resultados de inmediato.

Con todos los KPI's se mide el rendimiento de lo ya ejecutado, pero no se puede mejorar el rendimiento de lo que ya se ejecutó. Sin embargo, si se gestiona adecuadamente utilizando indicadores, podemos corregir el desempeño en cuanto sea posible.

Desafortunadamente, en la búsqueda de la excelencia, a menudo se acepta la asesoría de consultores externos que ofrecen servicios de “evaluaciones comparativas”, afirmando proporcionar todos los KPI que necesitamos para administrar eficazmente el negocio. Aquí se debe tener cuidado ya que se necesita conocer muy bien la dinámica de nuestro negocio para determinar cuántos, cuáles y que tipo de indicadores son los que realmente enfocaran al grupo en el alcance de los objetivos, y cuáles son los que distraerán de cumplirlos.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> INDICATORS KP. Key Performance Indicators. Chapter 6.

Dentro de los indicadores claves con los que se puede medir la gestión del mantenimiento, se encuentra que algunos de los más usados son:

### **Ecuación 1. Relación MTTR**

$$\textit{Tiempo medio reparación} = \frac{\textit{Tiempo total fuera de servicio}}{\textit{Número eventos de falla}}$$

### **Ecuación 2. Relación MTBF**

$$\textit{Tiempo medio entre fallas} = \frac{\textit{Tiempo total en servicio}}{\textit{Número eventos de falla}}$$

### **Ecuación 3. Relación DISPONIBILIDAD**

$$\textit{Disponibilidad} = \frac{\textit{Tiempo medio entre fallas}}{\textit{Tiempo medio entre fallas} + \textit{Tiempo medio reparación}}$$

El tiempo total fuera de servicio se entiende como la cantidad de unidades de tiempo, normalmente horas, en las que el equipo ha estado fuera de línea bien sea por mantenimiento programado o por atención de fallas. Por su parte, el tiempo total en servicio hace referencia a la cantidad de unidades de tiempo en las que el equipo no ha estado fuera de servicio, es decir el tiempo en el que ha desempeñado su función. Tanto el tiempo total fuera de servicio como el tiempo total en servicio serán calculados en un periodo definido en el cual se presentarán determinada cantidad de eventos.

Dicho lo anterior, se medirá el tiempo medio de reparación **MTTR** como la relación entre el tiempo total fuera de servicio y el número de fallas presentadas durante un periodo determinado. A su vez, el tiempo medio entre fallas **MTBF** estará dado por

la relación entre el tiempo total de servicio del equipo y el número de fallas presentadas en un periodo determinado.

Por su parte, la disponibilidad será una relación entre los dos indicadores descritos en el párrafo anterior, como lo muestra la **Ecuación 3**.

Aunque el cálculo de indicadores se realiza con frecuencia mensual, este periodo podría variar a criterio de la alta gerencia y del grupo de mantenimiento (anual, semestral, trimestral). Estos intervalos de tiempo pueden cambiar según el tipo de equipo o instrumento, el impacto o importancia del mismo dentro de un proceso, la disponibilidad de recurso humano para la ejecución de las actividades, entre otros.

#### **Ecuación 4. Cálculo MTTR**

$$MTTR = \sum_{i=1}^n \left( \frac{MTTR_i}{\# \text{ eventos}} \right)$$

#### **Ecuación 5. Cálculo MTBF**

$$MTBF = \sum_{i=1}^n \left( \frac{MTBF_i}{\# \text{ eventos}} \right)$$

#### **Ecuación 6. DISPONIBILIDAD**

$$A = \left( \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \right)$$

Si bien es cierto que mediante estos KPI's se puede identificar directamente el desempeño de los equipos y la gestión del grupo mantenedor, entre otras, también suministran información valiosa acerca de cambios en el proceso dada su relación muchas veces directa, y nos suministrarán data puntual de utilidad para análisis de falla o trazabilidad y seguimiento

### **3.4 SISTEMAS DE INFORMACIÓN, CONTROL Y AUTOMATIZACIÓN**

Un sistema SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) es un sistema responsable de recopilar información y datos en tiempo real de una variedad de procesos, y proporcionar estos datos a los operadores ubicados en cualquier lugar y en cualquier momento.

Los sistemas SCADA han evolucionado en paralelo con el crecimiento y la sofisticación de la informática moderna. Eso significa que estos sistemas dependen de la tecnología y no es una ciencia independiente, pero es el resultado de integrar variedad de ciencias aplicadas como la comunicación, hardware de las computadoras, la ingeniería de software, las redes, la seguridad, etc. Por lo tanto y de acuerdo con la evolución tecnológica (como es el caso del IoT, BigData, entre otras), los desarrolladores de SCADA hacen sus diseños mediante la selección de las tecnologías y los mecanismos adecuados para manejar los desafíos de la industria.

La complejidad resultó del continuo aumento del tamaño de los sistemas SCADA, los cuales deben cumplir las siguientes características:

- Deben ser ESCALABLES porque sus componentes y la cantidad de datos intercambiados aumentan rápidamente.

- Deben ser FLEXIBLES por que deben ser capaces de adaptarse a cambios internos o externos.

En muchos casos estos sistemas ya no están restringidos al monitoreo y control en tiempo real dentro de una fábrica, dado que actualmente cada compañía tiene nuevas preocupaciones y han migrado su naturaleza de local a global. Por ejemplo, en países avanzados, un sistema SCADA global se utiliza para supervisar y monitorear en tiempo real la red eléctrica (miles de estaciones de generación eléctrica y de distribución).

Como consecuencia, el diseño, la supervisión y el control de sistemas industriales modernos se están volviendo más desafiantes. Desafortunadamente, los sistemas SCADA convencionales no son capaces de proporcionar gestión de información ni enfoques inteligentes de alto nivel.

Esto se debe a que lograr esas funcionalidades requiere una completo apoyo y coordinación de la gestión de la información entre los dispositivos del sistema, y el control de muchos tipos de tareas, como transporte, visualización y recuperación de datos, así como interpretación de la información, señales de control y comandos, clasificación de documentación y búsqueda de bases de datos, entre otras. Estas tareas operan en diferentes escalas de tiempo y están ampliamente distribuidas en el sistema global y sus subsistemas. Sin arquitecturas de software sofisticadas y estructuras de hardware, es imposible manejar estas tareas de manera eficiente, segura y confiable, con la posibilidad de reconfiguración en línea e integración flexible de aplicaciones.

Resulta obvio que los sistemas informáticos, especialmente los relacionados con aplicaciones industriales modernas como los sistemas SCADA están cada vez más interconectados y son más difíciles de mantener. Debido al aumento en el tamaño, la complejidad y el número de componentes, ya no es práctico anticipar y modelar

en lo posible las interacciones y condiciones que el sistema puede experimentar en tiempo de diseño. Del mismo modo, los sistemas se están volviendo demasiado grandes y complejos para que los administradores de sistemas los mantengan en tiempo de ejecución.

El enfoque basado en agentes parece ser una solución prometedora. El rápido desarrollo del campo de los agentes ofrece un paradigma nuevo y emocionante para el desarrollo de programas sofisticados en dinámica y entornos abiertos. El enfoque basado en agentes se considera una nueva arquitectura de ingeniería de software. ¿Qué distingue al enfoque basado en agentes de otros enfoques tradicionales? Es su capacidad única para manejar simultáneamente muchos desafíos de las aplicaciones de software actuales, especialmente aquellas aplicaciones que están altamente distribuidas y sus entornos de trabajo son muy dinámicos e inciertos. Los Sistemas Multi – Agente (MAS) proporciona un paradigma adecuado para la descentralización de sistemas en los que las entidades autónomas participan en interacciones flexibles de alto nivel.

Un MAS se define como un conjunto de agentes autónomos que interactúan en un entorno común para resolver una tarea común y coherente. Estos agentes intentan alcanzar objetivos individuales que a veces son contradictorios. Hay muchas definiciones del significado de agente que encontramos en la literatura, pero la definición ampliamente aceptada es la que define un agente como un hardware o (más generalmente) un sistema informático basado en software que disfruta de las siguientes propiedades:

- Autonomía: Los agentes operan sin la intervención directa de humanos u otros, y tienen algún tipo de control sobre sus acciones y estado interno.
- Capacidad social: Los agentes interactúan con otros agentes (y posiblemente con los seres humanos) a través de algún tipo de lenguaje de comunicación entre agentes.

- **Reactividad:** Los agentes perciben su entorno (que puede ser el mundo físico, un usuario a través de una interfaz gráfica de usuario, una colección de otros agentes, Internet o tal vez todos los estos combinados), y responder de manera oportuna a los cambios que se produzcan en él.
- **Proactividad:** Los agentes no simplemente actúan en respuesta a su entorno, son capaces de exhibir un comportamiento dirigido a un objetivo tomando la iniciativa.

Un MAS debe ser autónomo, significa que no existe una entidad externa que controle este sistema. Esta propiedad se hace cumplir porque los agentes dentro del sistema, en esencia son autónomos. Dentro de un MAS, los datos (conocimiento) se distribuyen dentro todos sus agentes. Además, el control está descentralizado (no hay supervisor). Los MAS permiten el diseño e implementación de los sistemas de software mediante el uso de las mismas ideas y conceptos que son la base misma de las sociedades humanas y sus hábitos. Estos sistemas a menudo se basan en la delegación de objetivos y tareas entre software autónomo. Los agentes, que pueden interactuar y colaborar con otros para lograr objetivos comunes, proporcionan un enfoque para resolver un problema de software descomponiendo el sistema en una serie de entidades autónomas integradas en un entorno. Se divide el problema en sub problemas y posteriormente se analiza la solución de cada sub problema y se integra en una solución total.

Para cumplir los requisitos funcionales y de calidad del sistema, la informática basada en agentes ha denominada "el próximo avance significativo en el desarrollo de software", y "la nueva revolución en software".

En la actualidad, los agentes son el foco de gran interés por parte de muchos sub campos de la informática y la tecnología en inteligencia artificial. Los agentes se utilizan en una variedad cada vez más amplia de aplicaciones, que van desde sistemas pequeños, como filtros de correo electrónico o monitoreo SCADA de pequeños procesos, a sistemas grandes, abiertos, complejos y de misión crítica

como control de tráfico aéreo. A primera vista, puede parecer que tipos de sistemas tan diferentes pueden tener poco en común y, sin embargo, no es así: en ambos, la abstracción clave utilizada es la de un agente. Se afirma que MAS es especialmente adecuado para el desarrollo de sistemas de software que están descentralizados, ya que puede tratar de manera flexible con condiciones dinámicas, y están abiertos a los componentes del sistema que van y vienen. Por eso se utilizan en dominios como control de fabricación, vehículos automatizados y mercados de comercio electrónico.

En aras de la interoperabilidad, se pretende que la arquitectura de la plataforma del agente se implemente mediante especificaciones de arquitectura abstracta de plataformas de agentes (Foundation of Intelligent and Physical Agents). FIPA es una organización de estándares IEEE que promueve la tecnología basada en agentes y la interoperabilidad de sus estándares con otras tecnologías. FIPA, la organización de estándares para agentes y MAS fueron oficialmente aceptados por el IEEE como su undécimo comité de normas el 8 de junio de 2005. Las especificaciones definen una plataforma de agente abstracto, una serie de servicios que deben o pueden ser proporcionados por dicha plataforma y un lenguaje de comunicaciones estándar.

De la discusión anterior, queda claro que la tecnología del agente puede ofrecer un enfoque factible para manejar los desafíos y requisitos de los sistemas SCADA modernos. Se puede pensar en una solución simple pero flexible e interoperable como los sistemas SCADA basado en el enfoque de agentes en el que se proporcione no solo un acceso local, sino también un acceso remoto a través de Internet a los procesos de control local.<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> ABBAS, H.; SHAHEEN, S.; AMIN, M. Simple, Flexible, and Interoperable SCADA System Based on Agent Technology. *Intell Control Autom.* 2015;06(03):184-199. doi:10.4236/ica.2015.63018

En este caso, si bien es cierto que no se explotarán los sistemas MAS al nivel de autonomía e inteligencia artificial, si se contará con despliegues web para usuarios del SCADA que permiten un número ilimitado de conexiones remotas a la misma visualización, sin que ninguna interfiera con la otra. De igual manera la interacción de logs, bases de datos y tendencias facilitará no solo la interpretación de la información propia de los indicadores de mantenimiento, sino también una interacción intuitiva con la plataforma de gestión de mantenimiento de la compañía. De esta manera se puede ver el sistema SCADA del campo PY-10 como un Sistema Multi – Agente a baja escala.

Conociendo las generalidades de estos sistemas y habiendo identificado en el numeral anterior los indicadores de mantenimiento y los instrumentos a los cuales se aplicarán los cálculos correspondientes, se propone el desarrollo de la ingeniería tanto en el servidor OPC como en el sistema SCADA.

Es necesario realizar la ingeniería de control de manera estandarizada, para lo cual es importante seguir los siguientes pasos<sup>7</sup>:

- Identificar las variables relacionadas con el proceso o sistema.
- Analizar un sistema dinámico y diseñar la estrategia de control apropiada.
- Diseñar e implementar un sistema SCADA para el monitoreo del proceso o sistema.

En este último punto, es necesario tener un esquema definido para el diseño bajo los siguientes componentes:

---

<sup>7</sup> RODRÍGUEZ, F.; GUZMÁN, J.L.; CASTILLA, M.; SÁNCHEZ-MOLINA, J.A., & BERENGUEL, M.A Proposal for teaching SCADA systems using Virtual Industrial Plants in Engineering Education. IFAC-PapersOnLine, 49(6), 138–143. 2016. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2016.07.167>

- **Arquitectura:** Es necesario definir un esquema general para las diferentes pantallas de forma general que serán utilizadas por el operador para interactuar con el sistema de automatización y control.
- **Navegación:** Se debe desarrollar una estructura base que se utilizará para regular el desarrollo de la interfaz gráfica del sistema SCADA. Además, es necesario especificar una forma fácil e intuitiva de navegar entre las diferentes pantallas.
- **Equipos, valores y tablas:** Es necesario definir el estándar gráfico de símbolos e iconos que representan los equipos del sistema.
- **Alarmas:** Alertan al usuario sobre situaciones fuera de parámetros de las variables monitoreadas.

### **3.5 TRATAMIENTO TÉRMICO**

En la actualidad, gran cantidad de la producción mundial de crudo se obtiene en forma de emulsión, la cual debe ser necesariamente tratada. El agua salada fluye con el aceite en forma de baches, a veces similar a una mezcla aceite agua y algunas como emulsión.

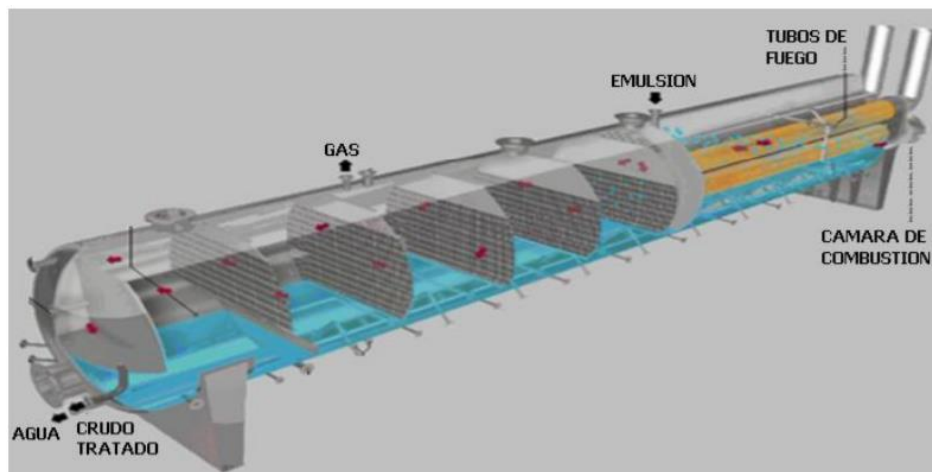
Los problemas de la separación agua - aceite del crudo son cada vez más difíciles de resolver, ya que el aceite producido bajo los métodos modernos de recuperación adquiere un grado mayor de emulsificación. Los métodos de tratamiento de las emulsiones han evolucionado notablemente, desde el simple reposo en vasijas convencionales hasta la aplicación de voltajes eléctricos elevados, pasando por los diferentes métodos mecánicos, térmicos y químicos.

Queda manifiesta la importancia de la deshidratación y desalado al nivel más alto posible, mediante la selección apropiada del proceso y equipo en campo.

El tratamiento de los crudos es una etapa intermedia entre los procesos de perforación-extracción y refinación del petróleo en la cual se consume una cantidad apreciable de energía. Trabajar con más eficiencia energética no sólo disminuye el consumo de combustible a utilizar, sino también disminuye los efectos negativos sobre el medio ambiente, al disminuir las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera producto de la combustión, y la contaminación de las aguas.<sup>8</sup>

La Figura 3 muestra un esquema general del equipo en el que se lleva a cabo este proceso, el tratador térmico.

**Figura 3. Esquema general tratador térmico horizontal**



Fuente: GOZÁ, Osvaldo; MOLINA, Rhaclí; MORÓN, Carlos; De ZAYAS, María E. Evaluación energética del tratador térmico en la planta de procesamiento de Crudos de Canasí. Avances en Ciencias e Ingeniería, vol. 5, núm. 1, enero-marzo, 2014. pp. 41-56. Executive Business School. La Serena, Chile

---

<sup>8</sup> GOZÁ, Osvaldo; MOLINA, Rhaclí; MORÓN, Carlos; De ZAYAS, María E. Evaluación energética del tratador térmico en la planta de procesamiento de Crudos de Canasí. Avances en Ciencias e Ingeniería, vol. 5, núm. 1, enero-marzo, 2014. pp. 41-56. Executive Business School. La Serena, Chile.

En la primera sección se encuentra la cámara de combustión en la que con dos quemadores se quema el gas acompañante utilizado como combustible; los gases de combustión a través de dos tubos de fuego intercambian calor con la emulsión a la que le elevan su temperatura hasta valores cercanos a 140°C, y son evacuados por la chimenea mediante tiro natural. En la segunda sección, llamada de coalescencia, debido a las altas temperaturas de la emulsión y los choques y cambios de dirección con las ranuras de los baffles, se logra la coalescencia de las partículas del agua emulsionada. Al final de esta sección el agua ya separada sale por el fondo y es enviada hacia la PIA o Planta de Inyección de Agua, y por la parte superior sale el gas separado que va hacia la tea (flear).

El crudo deshidratado cae por rebose en la tercera sección o cámara de salida con un pequeño contenido de agua y valores de BSW inferiores a un 1 % y listo para la venta. El agua separada del tratador, con trazas de crudo y posiblemente sedimentos, es dirigida a tanque de almacenamiento y bombeada a la Planta de Inyección de Agua para respectivo proceso y reúso.

#### 4. DESCRIPCIÓN DE PROCESO

El fluido proveniente de los diferentes pozos del campo PY-10 es recibido en los separadores bifásicos SE-1021/SE-1022/SE-1023 Y SE-1025 por medio de un manifold de recibo. Una vez albergado en estos separadores, allí se realiza una etapa primaria de separación. Posteriormente el crudo es dirigido hacia los tratadores térmicos en donde, mediante un manifold de distribución, se elige hacia que tratador térmico se desea fluir.

Una vez el crudo se encuentra contenido en los tratadores térmicos, mediante proceso de filtración y con incremento de temperatura a través de un serpentín calentado por vapor, se realiza una separación más fina entre crudo, agua, gas y sedimentos. El control adecuado de la temperatura, presión y nivel en dichos tratadores, permiten obtener un crudo bajo especificaciones de venta (BSW menor o igual a 0.5%).

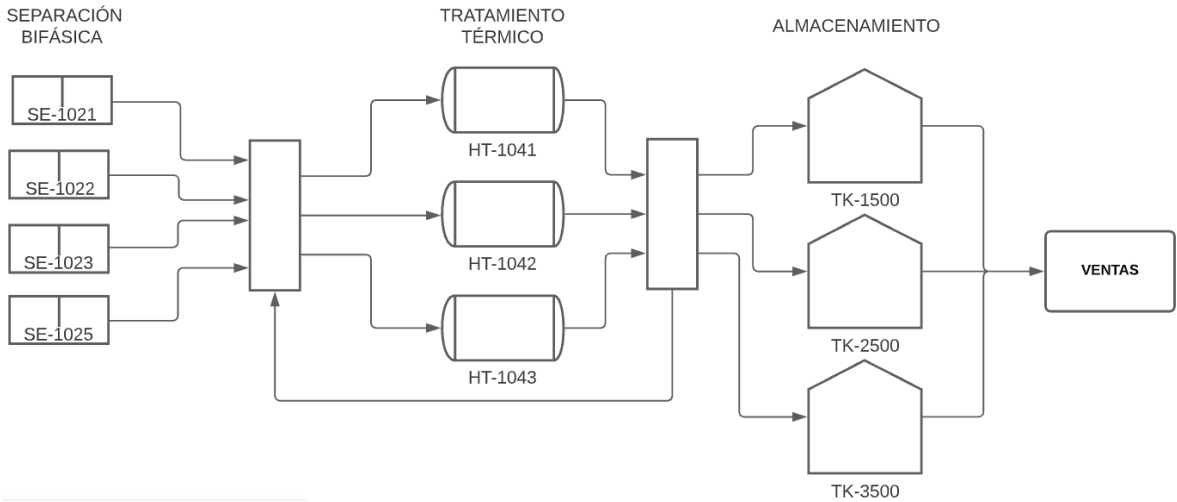
Para verificar la calidad de crudo y el nivel BSW, a la salida de la línea de crudo de cada uno de los tratadores se realiza toma de muestra cada 2 horas y se analiza por método Karl Fischer. En caso de encontrar resultados sub estándar, se realizan ajustes sobre el control de las variables.

Si por alguna razón no se cuenta con capacidad de almacenamiento en los tanques o se requiere reprocesar el crudo de salida de los tratadores, se dispone de una línea de recirculación entre manifold de salida de tratadores y manifold de entrada a tratadores.

Además del tratamiento, almacenamiento y despacho de crudo, el operador debe atender las maniobras, inspecciones y requerimientos sobre tratamiento, almacenamiento e inyección de agua en la planta PIA. Es por esta razón que sus

actividades se ven represadas cuando debe atender los incidentes o fallas presentadas sobre el proceso de tratamiento térmico.

**Figura 4. Entrada y salida de proceso de tratamiento térmico**



Fuente: El autor

## **5. METODOLOGÍA**

A continuación, se presentan las diferentes actividades abordadas de manera sistemática y complementaria, con el fin de alcanzar los objetivos propuestos de este diseño.

### **5.1 RECOPIACIÓN DE EVENTOS DE FALLA**

Se tomó como fuente de referencia la bitácora de operaciones, en la cual se registran los eventos relevantes en la operación. Allí, junto con la fecha y el tipo de evento, se cuantifica el tiempo de atención por parte de personal de producción y la producción diferida o pérdidas de producto cuando esto aplica.

Se hace lo propio con la información de las OT's de mantenimiento para determinar la cantidad de horas hombre invertidas y repuestos o equipos utilizados para atender las fallas presentadas en esas fechas.

Producto del cruce de las 2 fuentes de información se consolida la data correspondiente al costo de atención de estos eventos tanto de operación como de mantenimiento durante los 24 meses planteados desde Enero 2018 hasta Diciembre 2019.

Los costos generados en cada evento serán tabulados para posterior análisis respecto al costo total de la ejecución del proyecto.

## 5.2 IDENTIFICACIÓN PARA LOS INDICADORES DE MANTENIMIENTO

Se definirá la identificación para cada uno de los 9 instrumentos a instalar, así como de sus respectivos indicadores de mantenimiento, de manera intuitiva y trazable relacionándolos con el equipo y área del proceso a la cual corresponden. Adicionalmente se mantendrá la estructura de la sintaxis según su función primaria y secundaria, como se mostró en la Tabla 3.

**Tabla 3. Tags de identificación instrumentos e indicadores**

Variable Proceso	Equipo Asociado	Tag Instrumento	Tag MTBF	Tag MTTR	Tag Disponibilidad
Nivel	HT-1041	LIT-1041	LIT-1041-MTBF	LIT-1041-MTTR	LIT-1041-A
Temperatura	HT-1041	TIT-1041	TIT-1041-MTBF	TIT-1041-MTTR	TIT-1041-A
Presión	HT-1041	PIT-1041	PIT-1041-MTBF	PIT-1041-MTTR	PIT-1041-A
Nivel	HT-1042	LIT-1042	LIT-1042-MTBF	LIT-1042-MTTR	LIT-1042-A
Temperatura	HT-1042	TIT-1042	TIT-1042-MTBF	TIT-1042-MTTR	TIT-1042-A
Presión	HT-1042	PIT-1042	PIT-1042-MTBF	PIT-1042-MTTR	PIT-1042-A
Nivel	HT-1043	LIT-1043	LIT-1043-MTBF	LIT-1043-MTTR	LIT-1043-A
Temperatura	HT-1043	TIT-1043	TIT-1043-MTBF	TIT-1043-MTTR	TIT-1043-A
Presión	HT-1043	PIT-1043	PIT-1043-MTBF	PIT-1043-MTTR	PIT-1043-A

Fuente: El autor

## 5.3 INSTRUMENTACIÓN EN CAMPO

El componente de instrumentación de este diseño parte del remplazo de instrumentos obsoletos y netamente neumáticos o de indicación local, por instrumentos electrónicos con transmisión de señal eléctrica 4-20 mA y adicionalmente con protocolo de comunicación HART5/HART7, lo cual le permitirá


al elemento receptor, en este caso el controlador de campo, identificar el status ONLINE, OFFLINE y falla en cada dispositivo. Según se de cualquiera de estos estados, el protocolo enviará un código correspondiente a falla o a normalidad el cuál será interpretado por el controlador de campo para realizar las diferentes funciones utilizadas para el cálculo de los indicadores de mantenimiento.

Los instrumentos considerados para este alcance son:

- **TRANSMISORES DE TEMPERATURA:** Yokogawa YTA710, 0-120 F, 4-20 mA HART5/HART7.
- **TRANSMISORES DE PRESIÓN:** Yokogawa EJA530, 0-290 PSI, 4-20 mA HART5/HART7.
- **TRANSMISORES DE NIVEL/PRESIÓN DIFERENCIAL:** Yokogawa EJX110A, 2-400 InH<sub>2</sub>O, 4-20 mA HART5/HART7.

Asimismo, se cuenta en locación con un controlador de campo Allen Bradley CompactLogix **1769-LR33** y 2 módulos disponibles **Flex I/O 1794** de 8 canales análogos con protocolo HART cada uno. Allí se tienen 16 canales de reserva, de los cuales se ocuparán 9 para los instrumentos del área de tratamiento térmico.

**Tabla 4. Relación de equipos en campo**

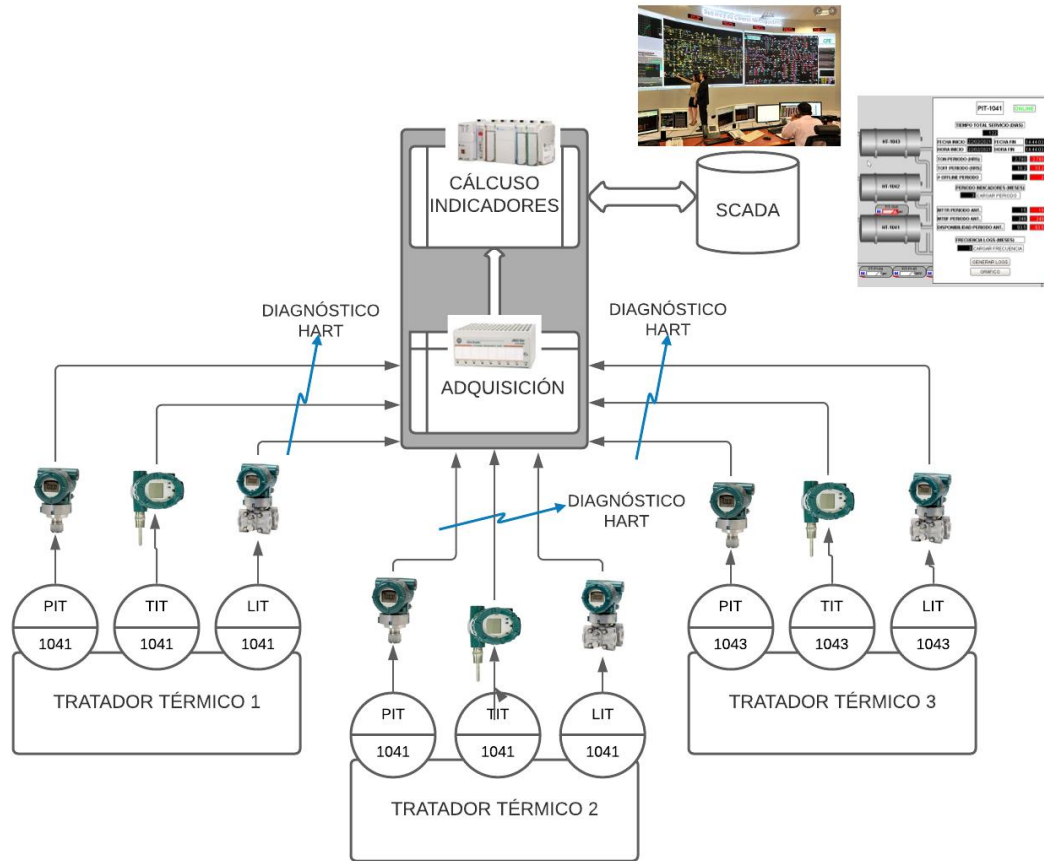
EQUIPO	SERIE	IMAGEN
Transmisor de nivel LIT-1041/1042/1043	EJX110A	

EQUIPO	SERIE	IMAGEN
<p>Transmisor de presión PIT-1041/1042/1043</p>	<p>EJA530</p>	
<p>Transmisor de temperatura TIT-1041/1042/1043</p>	<p>YTA710</p>	
<p>Controlador de campo PLC</p>	<p>1769-LR33</p>	
<p>Unidad Flex IO HART</p>	<p>1794-IE8H</p>	

Fuente: El autor

A continuación se resume un esquema general que contiene el alcance de esta propuesta, desde la adquisición de datos y códigos funcionales de cada instrumento (elemento saludable, elemento desconectado, elemento en falla), pasando por el procesamiento de la información y cálculo de indicadores a través de un elemento inteligente de campo, y llevando dicha información hasta el sistema SCADA en donde el equipo de producción tendrá un entorno gráfico de las variables de proceso y, en simultáneo, el equipo de mantenimiento dispondrá de los indicadores anteriormente mencionados.

Figura 5. Esquema general de adquisición y procesamiento de datos



Fuente: El autor

## 5.4 CÁLCULO DE INDICADORES

Como se ha mencionado anteriormente, el código funcional de cada instrumento indicará al controlador de campo si se encuentra en estado saludable o en falla. A partir de dicho código, el controlador genera un bit testigo a partir del cual se activan los temporizadores lógicos que llevarán el conteo de los diferentes tiempos ONLINE y OFFLINE, así como contadores de eventos que acumularán la cantidad de desconexiones o fallas presentadas.

A partir de estos tiempos y eventos almacenados, y teniendo en cuenta el periodo de cálculo de indicadores definido por el usuario, el controlador de campo realizará la sumatoria de los mismos utilizando las siguientes ecuaciones.

$$MTTR = \sum_{i=1}^n \left( \frac{MTTR_i}{\# \text{ eventos}} \right)$$

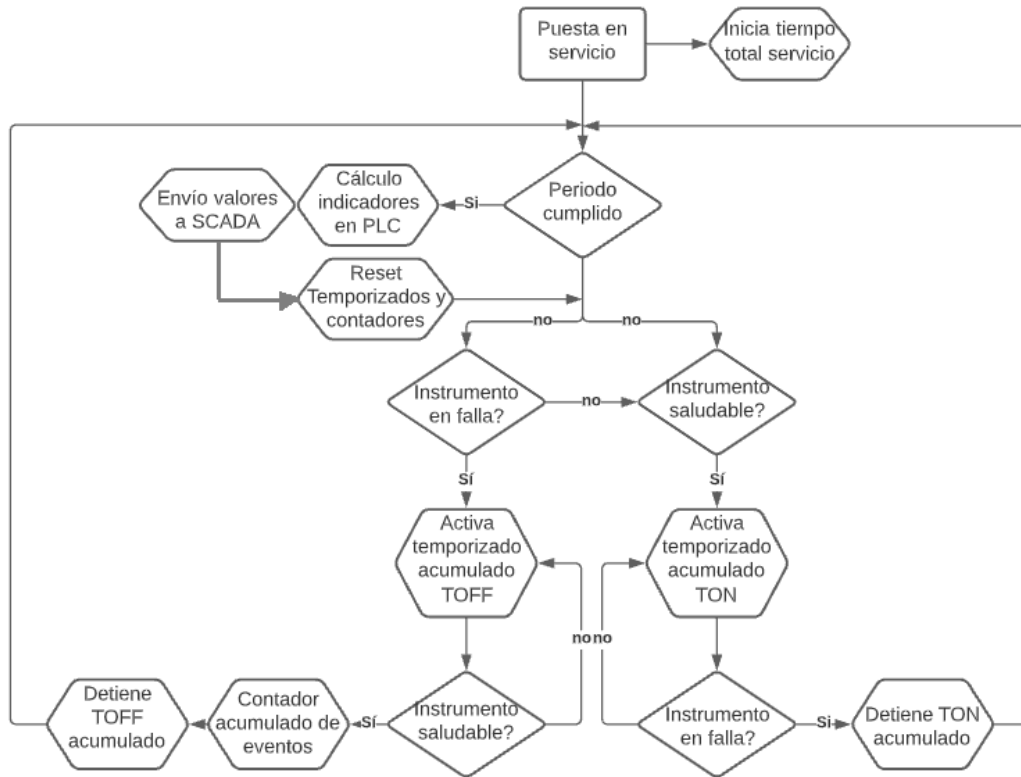
$$MTBF = \sum_{i=1}^n \left( \frac{MTBF_i}{\# \text{ eventos}} \right)$$

$$A = \left( \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \right)$$

La disponibilidad determinada en el periodo de cálculo de indicadores seguirá siendo la misma ilustrada en la **Ecuación 3**.

En la programación del controlador de campo y mediante lenguajes industriales tales como Ladder y Lista de Instrucciones, se implementará una lógica de decisión y acción como se muestra en la Figura 6.

**Figura 6. Lógica de decisión para cálculo de indicadores.**



Fuente: El autor

Con los valores de tiempo TON, TOFF y número de eventos de falla presentados en el periodo de tiempo elegido para el cálculo, se aplicarán la **Ecuación 4**, **Ecuación 5** y **Ecuación 6**.

## 5.5 ADQUISICIÓN DE DATA Y CENTRALIZACIÓN

Ya definidos los Tag con los que identificaremos cada uno de los indicadores en nuestro sistema de información, se crearán los registros correspondientes en la base de datos y en el servidor OPC para que recopilen la información de cada instrumento en tiempo real y proveniente del controlador en campo.



## 5.6 DESARROLLO GRÁFICO

Se utilizará el software SCADA IGNITION V 7.9 del fabricante Inductive Automation, dado que la compañía ya cuenta con licencia y es la plataforma que actualmente integra los diferentes procesos del campo. Al igual que Kepware Server el cuál se mencionó anteriormente, IGNITION es un sistema robusto ya que cuenta con gran variedad de drivers para su comunicación, y además es ilimitado en cuanto al número de clientes o usuarios que estén visualizando información en diferentes equipos simultáneamente. Esto, además de versatilidad, nos da escalabilidad ante un eventual aumento de clientes que requieran ver la información local o remotamente.

Teniendo en cuenta el desarrollo SCADA operativo actualmente, se conservarán aspectos de diseño tales como colores, formas, ubicaciones, convenciones y navegación entre diferentes pantallas. Por esta razón, las visualizaciones de los indicadores de mantenimiento se consolidarán en un solo despliegue o ventana por cada instrumento.

## 6. RESULTADOS

### 6.1 DETERMINACIÓN DE PERIODO DE RETORNO DE INVERSIÓN CON BASE EN FALLAS PRESENTADAS

A continuación, se listan los diferentes eventos recopilados en bitácora durante los años 2018 y 2019 en el área de tratamiento térmico. Es de anotar que, dada la caída del precio del barril como consecuencia de la crisis económica causada por la pandemia COVID-19, no se tendrá en cuenta el comportamiento durante el año 2020 para efectos de este análisis. Las cifras presentadas en la Tabla 5 corresponden únicamente a costos asociados a fallas en la instrumentación de los tratadores térmicos, mas no a eventos netamente operativos.

**Tabla 5. Eventos ocurridos durante los años 2018 y 2019**

EVENTO	FECHA	DIFERIDA (BLS)	\$ DIFERIDA (USD)	\$ OPERACIÓN Y EQUIPOS (USD)	\$ MANTENIMIENTO Y EQUIPOS (USD)
Tratador 2 - Falla en válvula de control etapa 1	22/01/2018	0	\$ -	\$ -	\$ 70
Tratador 3 - Rebose crudo a caja API - Evento no identificado	27/01/2018	5	\$ 175	\$ 130	\$ -
Tratador 2 - Control neumático ineficiente	01/04/2018	2	\$ 66	\$ -	\$ 130
tratador 1 - Falla en válvula de control etapa 2	13/04/2018	0	\$ -	\$ -	\$ 760
Tratador 3 - Exceso rata de caudal entrada	23/04/2018	0	\$ -	\$ -	\$ -
Tratador 3 - Falla en válvula de control etapa 1	10/05/2018	0	\$ -	\$ -	\$ 85
Tratador 1 - Arrastre de crudo hacia tea por línea de gas	17/05/2018	25	\$ 1,100	\$ 250	\$ 1,300
Tratador 1 - Falla en válvula de control etapa 1	16/06/2018	0	\$ -	\$ -	\$ 190
Tratador 3 - Control neumático ineficiente	28/06/2018	5	\$ 215	\$ -	\$ 430
Tratador 3 - Fuga crudo por PSV debido a falla en el control de nivel	25/07/2018	1	\$ 39	\$ 390	\$ 520
Tratador 3 - Control neumático ineficiente	19/08/2018	0	\$ -	\$ -	\$ 1,800
Tratador 2 - Falla en válvula de control etapa 1	07/09/2018	2	\$ 84	\$ -	\$ -
Tratador 2 - Falla en válvula de control etapa 2	27/10/2018	0	\$ -	\$ -	\$ 710
Tratador 2 - Control neumático ineficiente	12/11/2018	0	\$ -	\$ -	\$ 500
Tratador 2 - Arrastre de crudo hacia tea por línea de gas	03/12/2018	18	\$ 486	\$ -	\$ 1,280
Tratador 1 - Falla en válvula de control etapa 2	11/12/2018	0	\$ -	\$ -	\$ 570
Tratador 2 - Rebose crudo a caja API - Evento no identificado	27/01/2019	0	\$ -	\$ 780	\$ -
Tratador 2 - Falla en válvula de control etapa 1	10/02/2019	0	\$ -	\$ -	\$ 410
Tratador 1 - Exceso rata de caudal entrada	21/02/2019	9	\$ 243	\$ 320	\$ -
Tratador 1 - Control neumático ineficiente	26/03/2019	0	\$ -	\$ -	\$ -
Tratador 2 - Arrastre de crudo hacia tea por línea de gas	18/05/2019	4	\$ 128	\$ 1,300	\$ 1,050
Tratador 1 - Fuga crudo por PSV debido a falla en el control de nivel	26/06/2019	0	\$ -	\$ 220	\$ 845
Tratador 2 - Falla en válvula de control etapa 2	08/10/2019	2	\$ 36	\$ -	\$ 530
Tratador 1 - Arrastre de crudo hacia tea por línea de gas	11/11/2019	12	\$ 264	\$ 430	\$ 375
<b>TOTAL POR ÍTEM</b>		<b>85</b>	<b>\$ 2,836</b>	<b>\$ 3,820</b>	<b>\$ 11,555</b>
<b>VALOR TOTAL EVENTOS 24 MESES</b>			<b>\$</b>		<b>18,211</b>

Fuente: El autor

Complementariamente y en colaboración con el equipo de mantenimiento, se realiza levantamiento de información en campo para verificar existencias de materiales, equipos en sitio y recursos tecnológicos ya disponibles en sitio, así como un estimado del tiempo requerido para la ejecución de las actividades. También se está considerando en el valor total la tasa de interés manejada por la compañía. Como resultado de esto, se resume a continuación las cantidades requeridas y los costos asociados:

**Tabla 6. Costos generales de la inversión**

Ítem	Descripción general	Unidad	Cant.	Vr. unitario	Vr. total
1	Compra instrumentos	GL	1	\$ 20.000.000	\$ 20.000.000
2	Materiales y consumibles	GL	1	\$ 10.000.000	\$ 10.000.000
3	Montaje y adecuaciones en campo	GL	1	\$ 12.000.000	\$ 12.000.000
4	Ingeniería: Adquisición de datos	GL	1	\$ 16.000.000	\$ 16.000.000
<b>COSTO TOTAL</b>					<b>\$ 58.000.000</b>

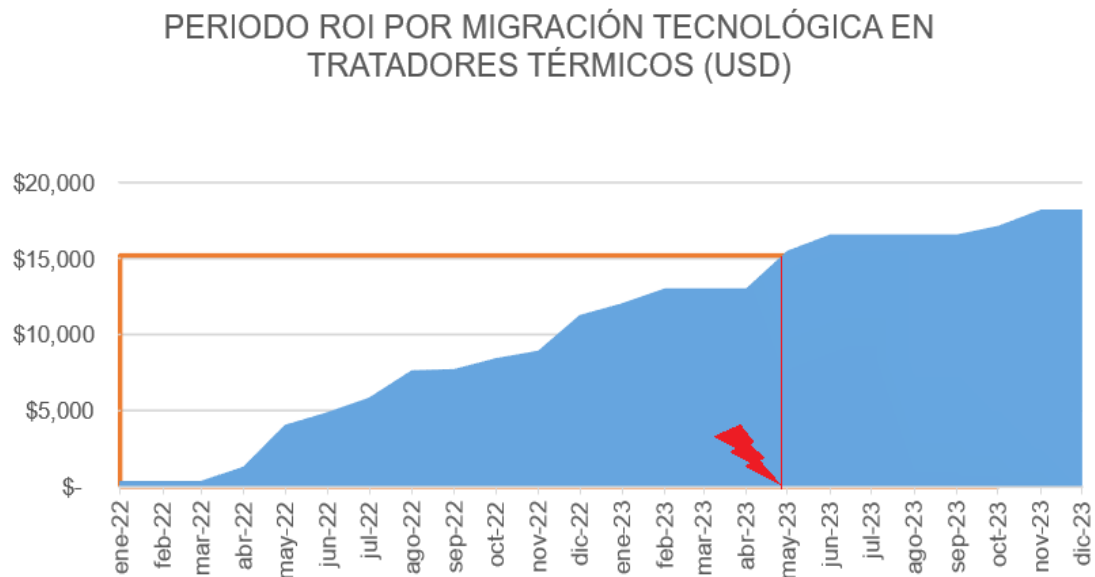
Fuente: El autor

Este total incluye cada uno de los equipos y actividades requeridas para la puesta en servicio del sistema propuesto, considerando el hardware y software actualmente operativo mediante la optimización de los recursos existentes en campo, buscando que la inversión del proyecto sea menor.

Con la tasa de cambio manejada por la compañía, este costo es equivalente a unos USD \$15.200 aproximadamente.

Contando con el valor de la inversión del proyecto (USD \$15.200) y el costo de atención a las fallas durante los 24 meses de análisis (USD \$18.211), realizamos la siguiente proyección para determinar el periodo de retorno de inversión PRI.

**Figura 8. Representación gráfica de la recuperación posterior a la inversión.**



Fuente: El autor.

En la gráfica se puede identificar que el costo de la inversión será alcanzado y superado por el costo de atención a fallas antes de empezar el periodo 17 (may-23). Por lo anterior podemos afirmar que el periodo de recuperación para esta inversión se obtiene cerca a los 17 meses.

Alternamente aplicamos el criterio teórico con la ecuación de periodo de retorno de inversión, en donde tenemos una inversión de USD \$15.200 en el primer periodo del análisis y los costos asociados a la atención de los eventos tanto mensual como acumulado.

Se asume una relación directa entre el costo no previsto a causa de las fallas presentadas durante los 24 meses de análisis y la recuperación mes a mes posterior a la inversión, dado el comportamiento repetitivo de las fallas y el patrón de acciones correctivas realizadas durante los años 2018 y 2019.

**Tabla 7. Aproximación teórica de periodo retorno de inversión PRI**

PERIODO	MES	INVERSIÓN	RECUPERADO UDS	ACUMULADO USD	PRI MESES
1	ene-22	\$ 15,200	\$ 375	\$ 375	
2	feb-22	\$ -	\$ -	\$ 375	
3	mar-22	\$ -	\$ -	\$ 375	
4	abr-22	\$ -	\$ 956	\$ 1,331	
5	may-22	\$ -	\$ 2,735	\$ 4,066	
6	jun-22	\$ -	\$ 835	\$ 4,901	
7	jul-22	\$ -	\$ 949	\$ 5,850	
8	ago-22	\$ -	\$ 1,800	\$ 7,650	
9	sep-22	\$ -	\$ 84	\$ 7,734	
10	oct-22	\$ -	\$ 710	\$ 8,444	
11	nov-22	\$ -	\$ 500	\$ 8,944	
12	dic-22	\$ -	\$ 2,336	\$ 11,280	
13	ene-23	\$ -	\$ 780	\$ 12,060	
14	feb-23	\$ -	\$ 973	\$ 13,033	
15	mar-23	\$ -	\$ -	\$ 13,033	
16	abr-23	\$ -	\$ -	\$ 13,033	16.87
17	may-23	\$ -	\$ 2,478	\$ 15,511	17.93
18	jun-23	\$ -	\$ 1,065	\$ 16,576	
19	jul-23	\$ -	\$ -	\$ 16,576	
20	ago-23	\$ -	\$ -	\$ 16,576	
21	sep-23	\$ -	\$ -	\$ 16,576	
22	oct-23	\$ -	\$ 566	\$ 17,142	
23	nov-23	\$ -	\$ 1,069	\$ 18,211	
24	dic-23	\$ -	\$ -	\$ 18,211	
		TOTAL	18211		16 MESES 26 DIAS

Fuente: El autor.

se aplica la siguiente ecuación para determinar el periodo a partir del cual se hace efectivo el retorno de inversión<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> CONEXIÓN ESSAN. El PRI: uno de los indicadores que más llama la atención de los inversionistas. 24 de Enero 2017. Disponible en: <https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2017/01/el-pri-uno-de-los-indicadores-que-mas-llama-la-atencion-de-los-inversionistas/>

### **Ecuación 7. Periodo retorno de inversión**

$$PRI = A + \left( \left( \frac{B - C}{D} \right) * E \right) = 16 + \left( \frac{(15.200 \text{ USD} - 13.033 \text{ USD})}{2.478 \text{ USD}} * 30 \right)$$
$$= 16 \text{ meses} + 26 \text{ días}$$

En donde:

A = Periodo anterior a la recuperación de la inversión.

B = Inversión inicial.

C = Flujo efectivo acumulado en el periodo anterior a la recuperación de la inversión.

D = Flujo efectivo del periodo en el que se recupera la inversión.

E = Conversión de unidad (en este caso 30 días del mes).

Para contrastar lo anterior, podemos aplicar la fórmula en la que determinamos cuantos días, antes de que se cumpla el mes 17, se llegará al punto de retorno de inversión ROI:

### **Ecuación 8. Cálculo alternativo de periodo de retorno de inversión**

$$PRI' = \left( \frac{A' - B'}{C'} \right) * D = \left( \frac{15.511 \text{ USD} - 15.200 \text{ USD}}{2.478 \text{ USD}} \right) * 30 = 3.7 \text{ días}$$

En donde:

A' = Flujo acumulado en periodo de recuperación.

B' = Inversión inicial.

C' = Flujo efectivo del periodo de recuperación.

D = Conversión de unidad (en este caso 30 días del mes).

Esto quiere decir que, de 3 a 4 días antes de que finalice el periodo 17 (may-23), la inversión se habrá recuperado. Este resultado es comparable con el obtenido en la **Ecuación 7**.

Dada la recurrencia de las fallas durante el periodo analizado, así como los sobrecostos generados por concepto de atención a las mismas tanto en repuestos y equipos como en mano de obra de personal operativo, podemos observar que, en un periodo aproximado de 17 meses como se muestra en la columna PRI MESES de la Tabla anterior, el costo de atención y corrección de imprevistos y eventos emergentes superaron el valor calculado para el proyecto.

Según lo revisado junto con el área de instrumentación, quienes son responsables del mantenimiento sobre estos activos, los transmisores electrónicos propuestos se han instalado anteriormente sin que presenten falla por lo menos en 4 periodos programados (mantenimiento semestral), más allá de las actividades preventivas programadas y verificaciones en sitio. Esto quiere decir que la probabilidad de falla de los mismos en un periodo menor a 2 años es baja, por lo que se puede asumir que no habrá costos asociados a fallas funcionales de los nuevos equipos antes de cumplido el Periodo de Retorno de la Inversión. Sin embargo, se podría pensar en una falla asociada a cada transmisor en el transcurso de los 17 meses de recuperación.

Teniendo en cuenta lo anterior se están considerando 9 fallas que, en razón de 2 HH de atención cada una, suman un total de 18 HH y un costo asociado de aproximadamente \$ USD 260, bajo la siguiente convención:

Costo hora hombre Técnico instrumentista:	USD \$ 12.
Costo hora hombre operador de campo:	USD \$ 15.
Porcentaje imprevistos y/o adicionales horas hombre:	20%.
Costo de repuestos:	USD \$ 720.

Los costos operativos asociados a estas eventuales fallas se pueden despreciar, dado que la probabilidad de pérdida funcional de la instrumentación de los 3 tratadores de manera simultánea es aún más baja. De esta manera, el costo total por concepto de falla del nuevo sistema se aproximaría a los USD \$ 1.300. La recuperación de los USD \$ 16.500 totales tardaría un (1) periodo más, es decir, el PRI se daría en el periodo 18 Color naranja en Tabla 8.

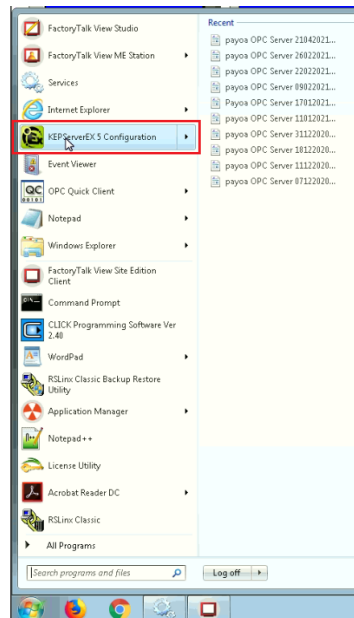
Es importante tener en cuenta la necesidad de la modernización y automatización de este proceso no solo por los costos acarreados en atención a fallas en los tratadores térmicos, sino por la demanda de personal de operación y mantenimiento a las mismas, dejando desatendidos otros procesos y actividades del campo.

## **6.2 PROPUESTA DE DISEÑO PARA ADQUISICIÓN DE DATOS**

Habiendo definido en la Figura 9 los Tag con los que identificaremos cada uno de los indicadores en nuestro sistema de información, se crearán manualmente y por parte de especialista de Automatización los registros correspondientes en la base de datos para que recopilen la información en tiempo real proveniente del controlador en campo.

En primera instancia, se recurrirá al software Kepware Server Ex Configuration instalado en el equipo de cómputo de Telemetría, en el cual se realizarán las diferentes acciones para adición de los nuevos Tag requeridos.

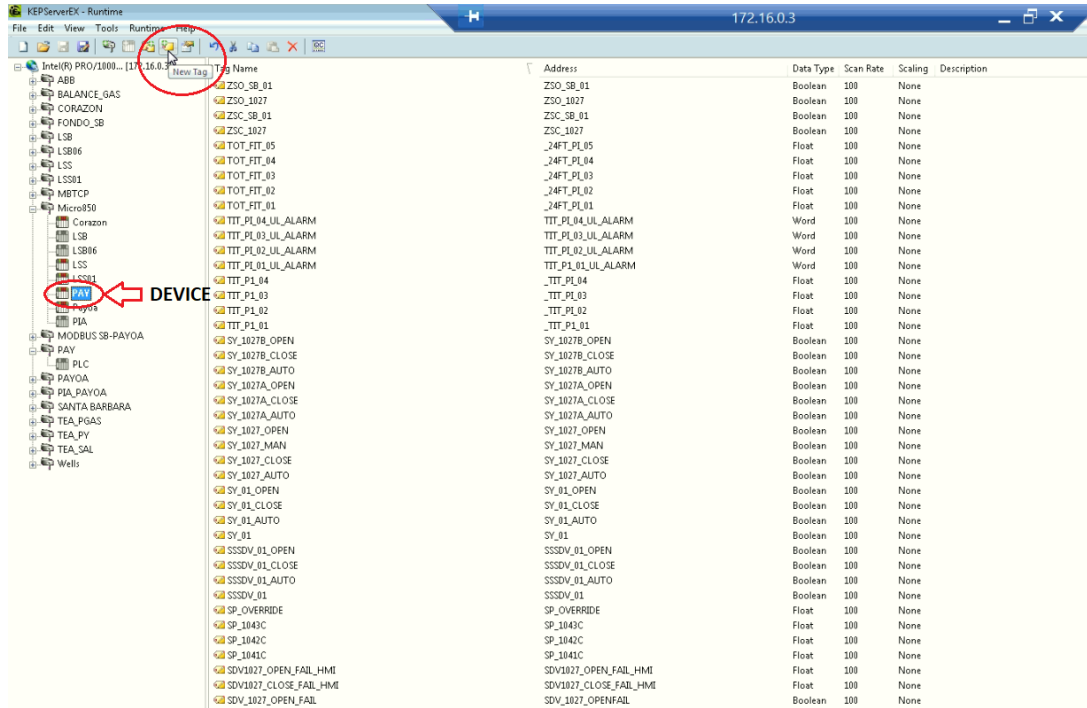
**Figura 9. Ejecución servidor OPC**



Fuente: El autor.

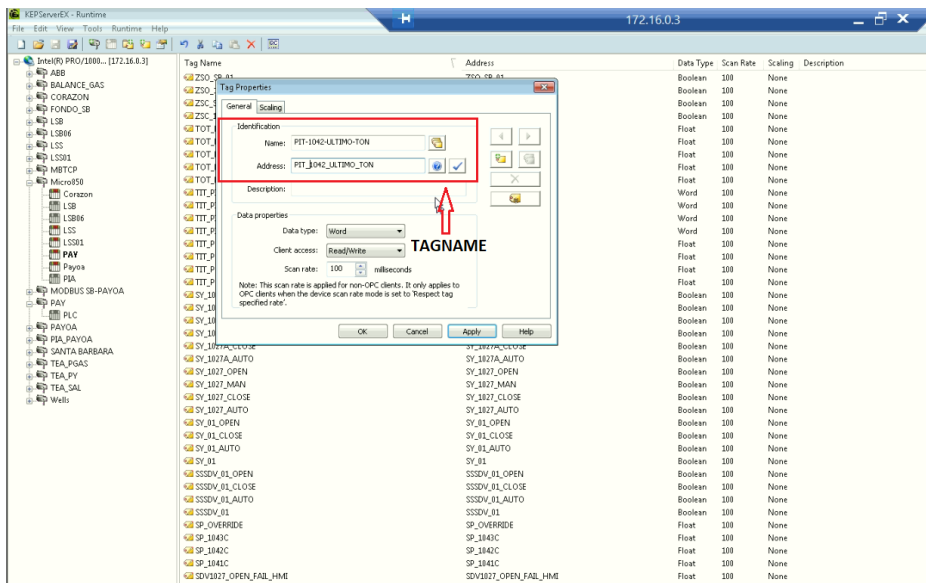
Para esto se identificará el canal requerido (Device) al cuál se asociarán estos Tag. Para nuestro caso, el canal propio del área de tratamiento térmico ya se encuentra creado como se observa en la Figura 10. Una vez ubicados en este dispositivo, creamos uno por uno los nuevos Tag, definiendo el TAGNAME con el que se configurará en el controlador y el tipo de registro en el cual se almacenará este valor como se muestra en la Figura 11.

Figura 10. Creación nuevos Tag



Fuente: El autor.

Figura 11. Configuración nuevos Tag



Fuente: El autor.

Estos registros serán creados para cada uno de los instrumentos alcance de este diseño, los cuales están contenidos en la Figura 12.

Se adicionan al servidor OPC 13 Tag por instrumento, para un total de 117 nuevos Tag correspondientes a los tratadores térmicos. La licencia del servidor tiene limitación en cuanto a canales creados, pero es ilimitado en número de Tag. Teniendo en cuenta que el canal para la adquisición de datos del área de tratamiento térmico ya está creado y es operativo desde el 2018, esta adición no impactará la capacidad de la licencia del Servidor Kepware.

**Figura 12. Configuración de indicadores y parámetros del despliegue de indicadores**

Tag Name	Address	Data Type	Scan Rate	Scaling	Description
Reset	RESET	Boolean	100	None	
PLU_OVERRIDE	PLU_OVERRIDE	Float	100	None	
PSH_1027_MITTO	PSH_1027_MITTO	Boolean	100	None	
PSH_1027	PSH_1027_ALARM	Boolean	100	None	
PT-1043-ULTIMO-TON	PT_1043_ULTIMO_TON	Word	100	None	
PT-1043-ULTIMO-TOFF	PT_1043_ULTIMO_TOFF	Word	100	None	
PT-1043-TEMPO_TOTAL_SERVICIO	PT_1043_TEMPO_TOTAL_SERVICIO	DWord	100	None	
PT-1043-STATUS	PT_1043_STATUS	Boolean	100	None	
PT-1043-PERIODO-INDICADORES	PT_1043_PERIODO_INDICADORES	Word	100	None	
PT-1043-MTRF	PT_1043_MTRF	Float	100	None	
PT-1043-MTRF	PT_1043_MTRF	Float	100	None	
PT-1043-HORA-INICIO	PT_1043_HORA_INICIO	Date	100	None	
PT-1043-HORA-FIN	PT_1043_HORA_FIN	Date	100	None	
PT-1043-FRECUENCIA-LOGS	PT_1043_FRECUENCIA_LOGS	Word	100	None	
PT-1043-FECHA-INICIO	PT_1043_FECHA_INICIO	Date	100	None	
PT-1043-FECHA-FIN	PT_1043_FECHA_FIN	Date	100	None	
PT-1043-AVAILABILITY	PT_1043_AVAILABILITY	Float	100	None	
PT-1043-ULTIMO-TON	PT_1043_ULTIMO_TON	Word	100	None	
PT-1043-ULTIMO-TOFF	PT_1043_ULTIMO_TOFF	Word	100	None	
PT-1043-TEMPO_TOTAL_SERVICIO	PT_1043_TEMPO_TOTAL_SERVICIO	DWord	100	None	
PT-1043-STATUS	PT_1043_STATUS	Boolean	100	None	
PT-1043-PERIODO-INDICADORES	PT_1043_PERIODO_INDICADORES	Word	100	None	
PT-1043-MTRF	PT_1043_MTRF	Float	100	None	
PT-1043-MTRF	PT_1043_MTRF	Float	100	None	
PT-1043-HORA-INICIO	PT_1043_HORA_INICIO	Date	100	None	
PT-1043-HORA-FIN	PT_1043_HORA_FIN	Date	100	None	
PT-1043-FRECUENCIA-LOGS	PT_1043_FRECUENCIA_LOGS	Word	100	None	
PT-1043-FECHA-INICIO	PT_1043_FECHA_INICIO	Date	100	None	
PT-1043-FECHA-FIN	PT_1043_FECHA_FIN	Date	100	None	
PT-1043-AVAILABILITY	PT_1043_AVAILABILITY	Float	100	None	
PT-1041-ULTIMO-TON	PT_1041_ULTIMO_TON	Word	100	None	
PT-1041-ULTIMO-TOFF	PT_1041_ULTIMO_TOFF	Word	100	None	
PT-1041-TEMPO_TOTAL_SERVICIO	PT_1041_TEMPO_TOTAL_SERVICIO	DWord	100	None	
PT-1041-STATUS	PT_1041_STATUS	Boolean	100	None	
PT-1041-PERIODO-INDICADORES	PT_1041_PERIODO_INDICADORES	Word	100	None	
PT-1041-MTRF	PT_1041_MTRF	Float	100	None	
PT-1041-MTRF	PT_1041_MTRF	Float	100	None	
PT-1041-HORA-INICIO	PT_1041_HORA_INICIO	Date	100	None	
PT-1041-HORA-FIN	PT_1041_HORA_FIN	Date	100	None	
PT-1041-FRECUENCIA-LOGS	PT_1041_FRECUENCIA_LOGS	Word	100	None	
PT-1041-FECHA-INICIO	PT_1041_FECHA_INICIO	Date	100	None	
PT-1041-FECHA-FIN	PT_1041_FECHA_FIN	Date	100	None	
PT-1041-AVAILABILITY	PT_1041_AVAILABILITY	Float	100	None	
PT-0984-03-MTTC	PT_0984_03_MTTC	Boolean	100	None	

Fuente: El autor.

### 6.3 PROPUESTA DE DISEÑO PARA VISUALIZACIÓN EN SISTEMA SCADA

Una vez realizado lo anterior, la información capturada y centralizada en la base de datos y servidor Kepware queda disponible para ser integrada a un sistema SCADA que permitirá no solo la visualización de alarmas y variables en el área de tratamiento térmico, sino que también mostrará en un entorno gráfico el cálculos de los indicadores y tiempos contabilizados para cada instrumento instalado, y todo esto será almacenado en un registro tipo log para análisis y diagnóstico cuando sea requerido.

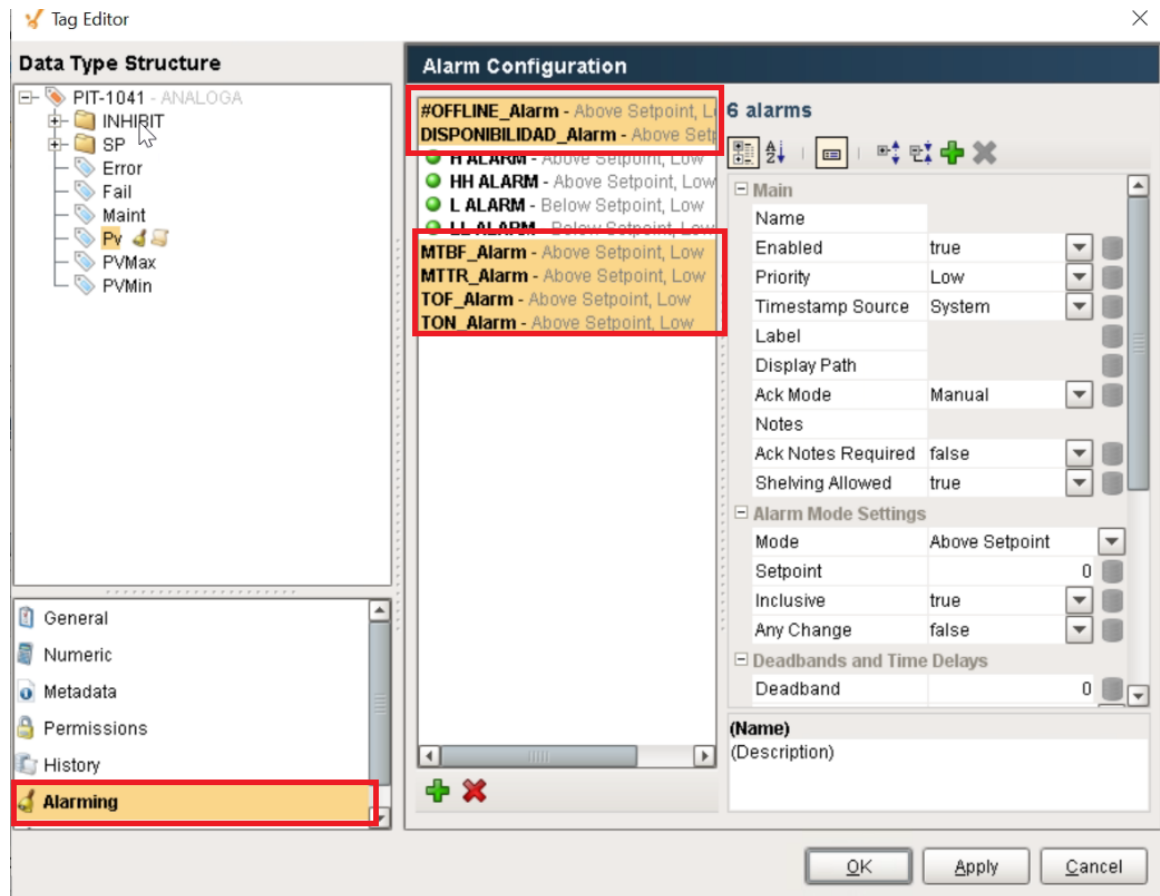
Esta información será calculada, visualizada y almacenada para cada uno de los 9 instrumentos a instalar. Para optimizar el rendimiento del sistema SCADA y ofrecer un entorno gráfico integrado y estandarizado, el panel de indicadores será desplegado u ocultado únicamente cuando se de click sobre la tecla **M** en el instrumento de interés tal como lo muestra la Figura 15. De esta manera se podrá integrar la información de diagnóstico y confiabilidad, sin sacar de primer plan el monitoreo del proceso.

Se tendrán en cuenta los siguientes aspectos de diseño:

- **Arquitectura:** No se modificará la arquitectura del diseño existente, ya que se usarán plantillas con colores y convenciones que actualmente están operativas. Se utilizará la misma convención en cuanto a colores y formas.
- **Navegación:** Se conservará el panel de navegación actual dado que no se incluirá ninguna pantalla o proceso diferente. Se trabajará sobre las pantallas ya operativas.
- **Alarmas:** Los valores de set serán editables por usuario. Una vez se supere este valor, el fondo este valor cambiará a color rojo, los eventos se almacenarán en el banner de alarmas general y se notificarán vía mail o sms a personal directivo de

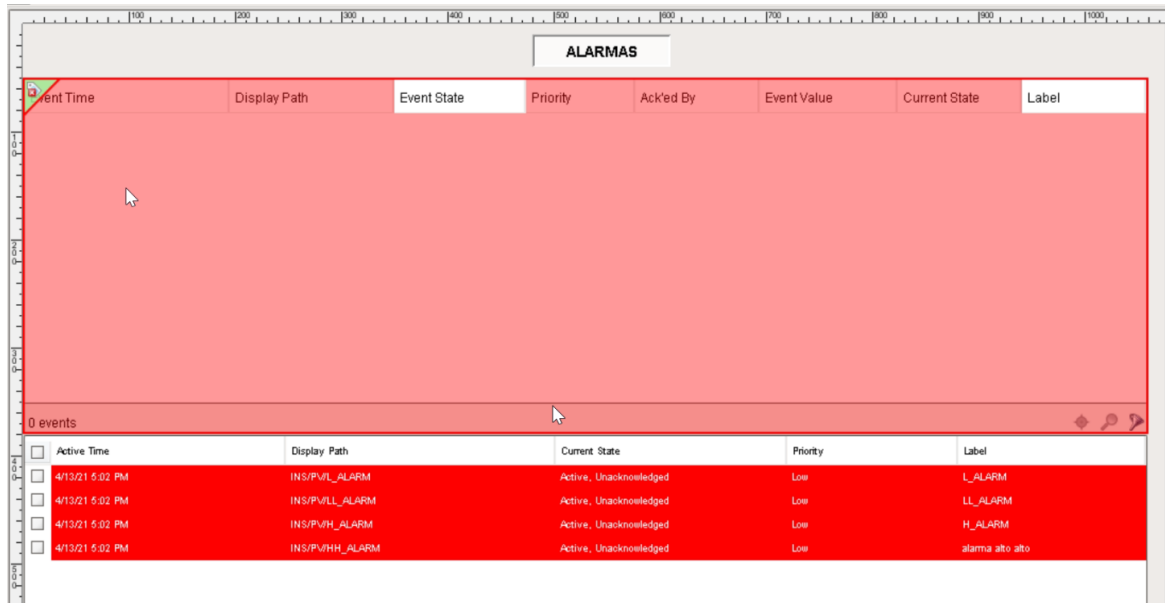
mantenimiento. Figura 13. De igual manera se almacenarán y visualizarán en un Banner de alarmas general, como se muestra en la Figura 14.

**Figura 13. Configuración alarmas para indicadores de mantenimiento**



Fuente: El autor.

**Figura 14. Banner general de alarmas**

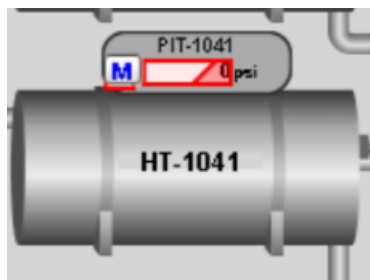


Event Time	Display Path	Event State	Priority	Ack'ed By	Event Value	Current State	Label
0 events							
<input type="checkbox"/>	Active Time	Display Path	Current State	Priority	Label		
<input type="checkbox"/>	4/13/21 5:02 PM	INS/PVIL_ALARM	Active, Unacknowledged	Low	L_ALARM		
<input type="checkbox"/>	4/13/21 5:02 PM	INS/PVLL_ALARM	Active, Unacknowledged	Low	LL_ALARM		
<input type="checkbox"/>	4/13/21 5:02 PM	INS/PVH_ALARM	Active, Unacknowledged	Low	H_ALARM		
<input type="checkbox"/>	4/13/21 5:02 PM	INS/PVHH_ALARM	Active, Unacknowledged	Low	alarma alto alto		

Fuente: El autor.

Para dar un ejemplo, el tratador HT-1041 ubicado en el despliegue “TRATAMIENTO Y ALMACENAMIENTO CRUDO” mostrará la variable de presión asociada PIT-1041 en donde se podrá monitorear el valor de esta variable en tiempo real. Hasta aquí se mantiene el desarrollo actualmente existente. Sin embargo y tal como se comentó anteriormente, dentro del mismo esquema se contará con la facilidad de despliegue al panel de indicadores.

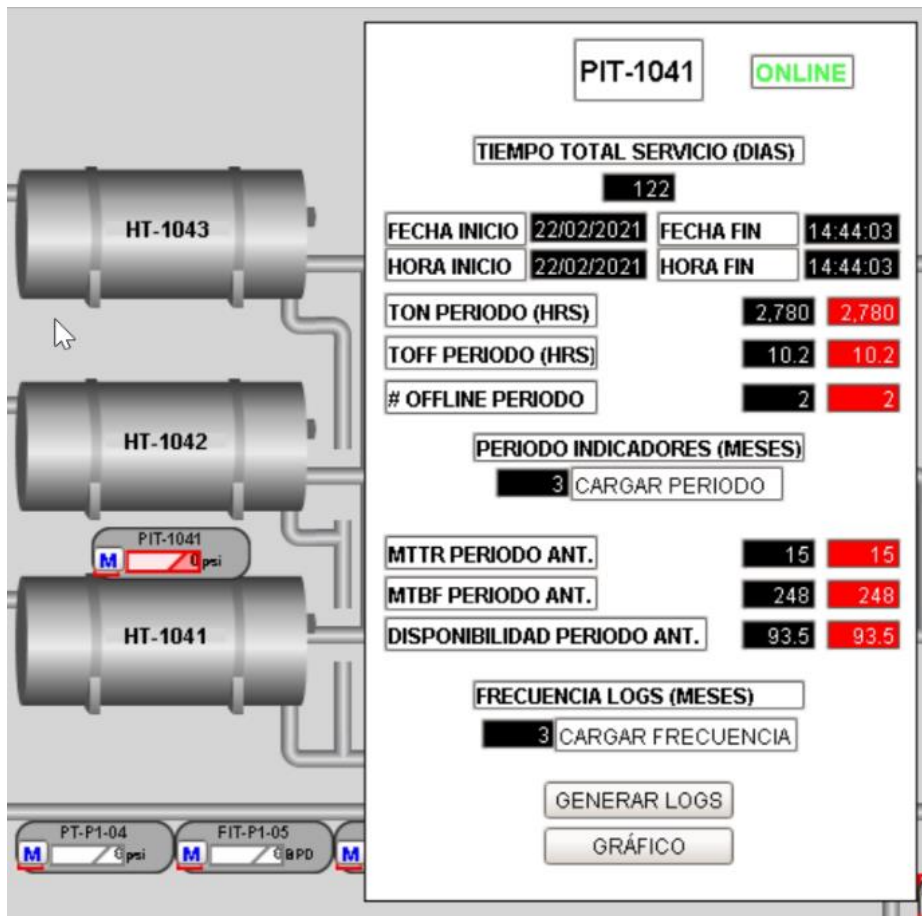
**Figura 15. Visualización instrumentos en SCADA**



Fuente: El autor.

Dando click sobre la tecla **M** de cada instrumento, se desplegará el panel propio de los indicadores de mantenimiento de dicho instrumento.

**Figura 16. Despliegue panel de indicadores para cada instrumento en SCADA**



Fuente: El autor.

## 6.4 DETALLE DE LOS DESPLIEGUES DE MANTENIMIENTO

Cada uno de los valores contenidos en este despliegue aportará información al equipo de mantenimiento. De allí se obtendrá información propia del desempeño de cada instrumento o incluso data importante para los análisis de falla.

- **ONLINE:** Muestra el status actual del instrumento.
- **TIEMPO TOTAL SERVICIO:** Contador incremental de tiempo desde su puesta en servicio.
- **FECHA Y HORA INICIO /FIN:** A partir del momento en el que se carga el valor “PERIDO INDICADORES”, se toma la estampa de fecha y tiempo actual y, en formato fecha, se almacena y visualiza como punto inicial del periodo. Posteriormente, se suma el valor de dicho periodo. El resultado será la fecha y hora objetivo en la cual se realizarán los cálculos requeridos.
- **TON / TOFF PERIODO:** En su primera columna muestra la sumatoria de tiempos en operación y fuera en servicio que lleva el instrumento durante el periodo presente. Una vez finalizado dicho periodo, la sumatorio TON y TOFF será reiniciada en 0, habiendo almacenado los respectivos valores en los logs. Es su segunda columna permite editar un valor “objetivo” o “set point” que, al ser alcanzado o superado, mostrará un fondo color rojo y generará la respectiva alarma con estampa de tiempo y fecha.
- **# OFFLINE PERIODO:** En su primera columna mostrará la cantidad de fallas ocurridas durante el periodo presente en los que el instrumento ha perdido funcionalidad dentro del sistema. Es su segunda columna permite editar un valor

“objetivo” o “set point” que, al ser alcanzado o superado, mostrará un fondo color rojo y generará la respectiva alarma con estampa de tiempo y fecha.

- **MTTR / MTBF / DISPONIBILIDAD PERIODO ANT:** En su primera columna permitirá al usuario ver el valor calculado de dichos indicadores en el periodo anterior, según el valor definido en “PERIODO INDICADORES”. Estos indicadores se recalculan y se sobre escriben en el despliegue de mantenimiento con cada cambio de periodo. Es su segunda columna permite editar un valor “objetivo” o “set point” que, al ser alcanzado o superado, mostrará un fondo color rojo y generará la respectiva alarma con estampa de tiempo y fecha.
- **FRECUENCIA LOGS:** Define periodo de tiempo en el que se almacenará la información contenida en este despliegue de mantenimiento en un mismo archivo. Se generarán y almacenarán archivos individuales con la frecuencia aquí definida.
- **GENERAR LOGS:** Genera un archivo compatible con Excel que llevará incluida la información de indicadores, tiempos y fallas con fecha y hora durante el periodo definido en “FRECUENCIA LOGS”.
- **GRÁFICO:** Mostrará una tendencia del comportamiento de cada uno de los indicadores durante el periodo de tiempo definido en “FRECUENCIA LOGS”.

## 6.5 ANÁLISIS DE RIESGOS Y SEGURIDAD DE PROCESOS

Como argumento complementario para sustentar la inversión de la ejecución del proyecto, se realiza un análisis de los riesgos actuales con lo que convive la operación y que, por diversas razones, se han convertido en un factor cotidiano. Estos eventos, más allá de las pérdidas económicas que la compañía ha decidido

asumir, se pueden materializar en consecuencias aún más graves tanto en el medio ambiente circundante como en la seguridad del personal en campo y en la integridad de los activos mismos.

A continuación, se presenta el mapa de riesgos vigente en PetroTest Field Company para su campo PY-10, en donde se valoran los riesgos inherentes del proceso de tratamiento térmico.

**Figura 17. Matriz de riesgo**

		IMPACTO O CONSECUENCIA				ZONAS
		MARGINAL	IMPORTANTE	SEVERO	GRAVE	
PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	MUY ALTO					INACEPTABLE
	ALTO					CRITICO
	MEDIO					MODERADO
	LEVE					ACEPTABLE

Fuente: El autor.

Teniendo en cuenta la data histórica de ocurrencia de eventos y fallas de los años 2018 y 2019, se identifican los siguientes riesgos con su respectiva valoración acorde a la matriz de riesgos previamente definida.

**Figura 18. Valoración de riesgos inherentes a tratamiento térmico**

ITEM	RIESGO INHERENTE			
	DESCRIPCIÓN	PROBABILIDAD	CONSECUENCIA	VALORACIÓN
Riesgo 1	ARRASTE DE CRUDO POR LÍNEA DE GAS HACIA TEAS DEBIDO A NIVEL ALTO NO CONTROLADO EN TRATADORES TÉRMICOS	ALTO	SEVERO	CRITICO
Riesgo 2	ESCAPE DE CRUDO POR VÁLVULA DE SEGURIDAD PSV, DEBIDO A ALTO NIVEL O ALTA PRESIÓN EN TRATADORES TÉRMICOS	ALTO	SEVERO	CRITICO
Riesgo 3	PRODUCCIÓN DIFERIDA DE CRUDO, DADAS LAS FALLAS FRECUENTES PRESENTADAS EN LA INSTRUMENTACIÓN ACTUALMENTE INSTALADA	ALTO	SEVERO	CRITICO
Riesgo 4	TIEMPO DE ATENCIÓN DE OPERADORES Y MANTENEDORES EN ESTAS FALLAS, DESATENDIENDO SUS RUTINAS DIARIAS	MUY ALTO	IMPORTANTE	CRITICO
Riesgo 5	REPUTACIÓN CUESTINABLE DEL GRUPO DE MANTENIMIENTO EN LA COMPAÑÍA, DADAS LAS FALLAS REPETITIVAS EN LOS INSTRUMENTOS	MEDIO	IMPORTANTE	MODERADO

Fuente: El autor.

Una vez llevadas a cabo las actividades de ingeniería y las ejecuciones en campo propuesta en este diseño, se estarán asegurando los siguientes controles o barreras los cuáles mitigarán la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los riesgos contemplados.

**Figura 19. Valoración de riesgos residuales con acciones de control**

CONTROL	RISGO RESIDUAL			
	DESCRIPCIÓN	PROBABILIDAD	CONSECUENCIA	VALORACIÓN
DIAGNÓSTICO Y SEGUIMIENTO DE DESEMPEÑO DE TRANSMISORES DE NIVEL SEGÚN INDICADORES - CONFIABILIDAD AJUSTE PLAN DE MANTENIMIENTO SEGÚN KPI's	ARRASTE DE CRUDO POR LÍNEA DE GAS HACIA TEAS DEBIDO A NIVEL ALTO NO CONTROLADO EN TRATADORES TÉRMICOS	LEVE	SEVERO	MODERADO
DIAGNÓSTICO Y SEGUIMIENTO DE DESEMPEÑO DE TRANSMISORES DE NIVEL Y PRESIÓN SEGÚN INDICADORES - CONFIABILIDAD AJUSTE PLAN DE MANTENIMIENTO SEGÚN KPI's	ESCAPE DE CRUDO POR VÁLVULA DE SEGURIDAD PSV, DEBIDO A ALTO NIVEL O ALTA PRESIÓN EN TRATADORES TÉRMICOS	MEDIO	SEVERO	CRITICO
REPLAZO DE INSTRUMENTACIÓN NEUMÁTICA OBSOLETA POR INSTRUMENTACIÓN ELECTRÓNICA INTELIGENTE - AUTODIAGNÓSTICO AJUSTE PLAN DE MANTENIMIENTO SEGÚN INDICADORES	PRODUCCIÓN DIFERIDA DE CRUDO, DADAS LAS FALLAS FRECUENTES PRESENTADAS EN LA INSTRUMENTACIÓN ACTUALMENTE INSTALADA	LEVE	SEVERO	MODERADO
PRIORIZACIÓN EN MANTENIMIENTO DE LOS INSTRUMENTOS SEGÚN KPI's DISÓNIBILIDAD DE REPUESTOS - EQUIPOS NO OBSOLETOS	TIEMPO DE ATENCIÓN DE OPERADORES Y MANTENEDORES EN ESTAS FALLAS, DESATENDIENDO SUS RUTINAS DIARIAS	LEVE	IMPORTANTE	ACEPTABLE
DIAGNÓSTICO Y SEGUIMIENTO A DESEMPEÑO DE TRANSMISORES DE NIVEL, PRESIÓN Y TEMPERATURA SEGÚN INDICADORES - CONFIABILIDAD AUMENTO EN LA CONFIABILIDAD PROPIA DE INSTRUMENTOS NUEVOS E INTELIGENTES	REPUTACIÓN CUESTINABLE DEL GRUPO DE MANTENIMIENTO EN LA COMPAÑÍA, DADAS LAS FALLAS REPETITIVAS EN LOS INSTRUMENTOS	LEVE	IMPORTANTE	ACEPTABLE

Fuente: El autor.

Como podemos ver, la migración de la instrumentación de los tratadores térmicos y la implementación del sistema SCADA que se sugieren en este diseño, mitigan las consecuencias que se han presentado anteriormente en el área de tratamiento térmico e implican una mejora en términos de seguridad de procesos y de seguridad industrial para 4 de los 5 riesgos analizados.

## 7. CONCLUSIONES

- Inmersa en la dinámica de producir tanto como se pueda al menor costo posible, la compañía se ha acostumbrado a ver el mantenimiento reactivo como un escenario normal y ha dejado de lado la inversión de capital en nuevos proyectos que puedan impulsar la productividad, mitigar las pérdidas económicas y mejorar los estándares de seguridad de los procesos. Es por esta razón que uno de los pilares del apalancamiento de esta propuesta se basa en la justificación económica y en la claridad de las ventajas técnicas y operativas que se conseguirán con el desarrollo de la misma, disminuyendo así la resistencia al cambio que muchas veces es inherente al desarrollo de nuevos proyectos.
- Una vez realizada la estimación del PRI, se proyecta alcanzar el punto de retorno de la inversión 17 meses después de la implementación de esta propuesta. Esta recuperación se dará tanto con la mitigación de pérdidas de producto por condiciones de proceso no deseadas, como con el ahorro en reparación de equipos y en horas hombre de atención por parte de personal de operación de mantenimiento. Ahora bien, actualizando la instrumentación y utilizando las herramientas tecnológicas disponibles en campo, la eficiencia misma del proceso traerá efectos positivos que reducirán aún más dicho periodo de recuperación.
- Para el monto de la inversión ya señalado en esta propuesta, el área financiera de la compañía tiene previsto un límite máximo de 24 meses para el retorno de la inversión. De esta manera se viabilizará la aprobación del proyecto no solo a nivel de gerencia de campo sino también desde la gerencia financiera.
- Dada la información suministrada por parte del área de proyectos, la compañía tiene previsto para el año 2022 realizar una inversión aproximada de USD \$210.000 por concepto de mejoras en infraestructura y actualización de sus

activos, valor sobre el cual consideran un porcentaje máximo del 15% para nuevos proyectos. El costo de esta propuesta representa un 7,23% del monto total, lo cual hace posible su aprobación y posterior ejecución.

- Además de las ventajas que ofrece la centralización de la información de proceso en un sistema SCADA, vale la pena mencionar que gracias a las herramientas tecnológicas consideradas en este diseño no solo podremos monitorear tanto local como remotamente los indicadores calculados, sino que también tendremos la posibilidad de realizar un envío automático de reporte vía mail al finalizar cada periodo, o incluso envío de alarmas vía sms en cuanto alguno de los indicadores calculados se encuentre por fuera de los límites esperados.
- Uno de los valores agregados de esta propuesta se fundamenta en la simplicidad y la practicidad, realizando cálculos básicos para indicadores fundamentales a la hora de establecer estrategias o planes de mantenimiento en equipos productivos, y explotando la capacidad de los recursos tecnológicos ya existentes en un campo petrolero. Encontramos también la oportunidad de replicar esta metodología a otros procesos cuyos equipos estén capacitados para transmitir información.
- Considerando la mitigación de atenciones emergente a eventos de falla dentro de escenarios operativos en del área de tratamiento térmico tales como reboses, pérdida de contención de crudo, variables de proceso no controladas y maniobras reactivas en condiciones inseguras, la implementación de este diseño constituirá un aporte importante dentro de la compañía en términos de seguridad industrial y de seguridad de procesos.

## 8. RECOMENDACIONES

- Para contar con un mayor nivel de disponibilidad en la adquisición de datos del sistema SCADA provenientes de los instrumentos en el área de tratamiento térmico, se puede pensar en un sistema redundante a nivel de hardware en el que se pueda contar con 2 instrumentos, 2 rutas de cableado y 2 canales de entrada en el controlador de campo PLC por cada variable de proceso. Se deberá evaluar el costo de esta iniciativa y analizar si es viable económicamente para la compañía.
- Dados los beneficios que ofrecen los recursos tecnológicos existentes en campo y orientados al cálculo de indicadores de mantenimiento, se puede proponer migrar esta iniciativa a otros procesos del campo tales como planta de gas, almacenamiento y bombeo y Planta de Inyección de Agua.
- Tal como se cuenta actualmente con un lazo cerrado para el control de nivel en el sistema SCADA, se recomienda la implementación electrónica automática sobre la variable presión en cada uno de los tratadores térmicos, con el fin de tener un mejor grado de control de la misma. De esta manera mitigamos el riesgo 2 de la matriz de riesgos.
- Dado que la información suministrada por los indicadores de mantenimiento de cada uno de los instrumentos es relevante únicamente para el grupo de mantenimiento de la compañía, conviene restringir el acceso a estos despliegues mediante configuración de niveles de acceso dentro del sistema SCADA.
- Teniendo en cuenta que se manejan diversas marcas de instrumentación y automatización en el campo PY-10, conviene hacer un proceso de estandarización para los nuevos equipos que se instalen. Con lo anterior, el

proceso de configuración de instrumentación, códigos de detección de falla, programación de controlador de campo y adquisición de datos en SCADA será un proceso “espejo” con mayor facilidad en la detección y diagnóstico de problemas.

- El desarrollo del entorno gráfico y los indicadores de mantenimiento que se contemplan en este diseño son un punto inicial. A futuro y para otras migraciones, vale la pena revisar y definir otros indicadores que, al ser visualizados en el sistema SCADA, puedan aportar información relevante para la gestión de mantenimiento en la compañía.

## BIBLIOGRAFÍA

ABBAS, H.; SHAHEEN, S.; AMIN, M. Simple, Flexible, and Interoperable SCADA System Based on Agent Technology. *Intell Control Autom.* 2015. 06(03):184-199. doi:10.4236/ica.2015.63018

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE NORMALIZACIÓN. Norma española UNE-EN 13306. Mantenimiento. Terminología del mantenimiento. Madrid. Junio 2018

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE NORMALIZACIÓN. Norma española UNE-EN 17007. Proceso de mantenimiento e indicadores asociados. Mayo 2018.

CANALES SALINAS, Ricardo José. Criterios para la toma de decisión de inversiones. *Abriendo Camino al Conocimiento*. Facultad de Ciencias Económicas, UNAN-Managua. Departamento de Economía. UNAN-Managua. En: Revista Electrónica de Investigación en Ciencias Económicas

CONEXIÓN ESSAN. El PRI: uno de los indicadores que más llama la atención de los inversionistas. 24 de Enero 2017. Disponible en: <https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2017/01/el-pri-uno-de-los-indicadores-que-mas-llama-la-atencion-de-los-inversionistas/>

CUEVAS VILLEGAS, Carlos Fernando. Medición del Desempeño: Retorno Sobre Inversión, Roi; Ingreso Residual, IR; Valor Económico Agregado, Eva; Análisis Comparado. *Estudios Gerenciales*, núm. 79, abril-junio, 2001, Universidad ICESI. Cali, Colombia pp. 13-22. Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=21207901>

DESHPANDE, V.S.; MODAK, J.P. Application of RCM to a medium scale industry. Reliab Eng Syst Saf. 2002;77(1):31-43. doi:10.1016/S0951-8320(02)00011-X

FERREIRA, S.; SILVA, F.J.G.; CASAIS, R.B.; PEREIRA, M.T., & FERREIRA, L.P. KPI development and obsolescence management in industrial maintenance. Procedia Manufacturing, 38. 2019. 1427–1435. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2020.01.145>

GEETA, Yadav; KOLIN, Paul. Architecture and security of scada systems: A review. arXiv. 2020; 34:100433. International Journal of Critical Infrastructure Protection. doi:10.1016/j.ijcip.2021.100433

GOZÁ, Osvaldo; MOLINA, Rhaclí; MORÓN, Carlos; DE ZAYAS, María E. Evaluación energética del tratador térmico en la planta de procesamiento de Crudos de Canasí. Avances en Ciencias e Ingeniería, vol. 5, núm. 1, enero-marzo, 2014. pp. 41-56. Executive Business School. La Serena, Chile

HBR.ORG. Decidir cómo decidir. Harvard Bussines Review. Noviembre de 2013.

INDICATORS KP. Key Performance Indicators. Chapter 6.

IVERSON, A.; VERHAPPEN, I. Instrumentation Symbols and Identification ANSI/ISA-5.1-2009. 2009.

RELIABILITY T. Understanding Maintenance and Reliability 1.1. Published online 1989. Capítulo I

RODRÍGUEZ, F.; GUZMÁN, J.L.; CASTILLA, M.; SÁNCHEZ-MOLINA, J.A.; & BERENGUEL, M. A proposal for teaching SCADA systems using Virtual Industrial Plants in Engineering Education. IFAC-PapersOnLine, 49(6), 138–143. 2016.

Disponibile en: <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2016.07.167>

THE, I.; FORD, H. 1 Control systems. 1-36. doi:10.1016/B978-0-7506-5461-6.50001-5

THORAT, R., & MAHESHA, G. T. Improvement in productivity through TPM Implementation. *Materials Today: Proceedings*, 24, 1508–1517. 2020. Disponibile en: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.04.470>

TULUNAY, E. Teaching and Research in Industrial Process Control and Instrumentation. *IFAC Proceedings Volumes*, 30(12), 9–12. 1997. Disponibile en: [https://doi.org/10.1016/s1474-6670\(17\)42755-8](https://doi.org/10.1016/s1474-6670(17)42755-8)