Universidad Nacional de Ingeniería

Área del Conocimiento de Agricultura

DISEÑO DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE VARIABLES DE CONTROL DE BOMBAS EN LA REFINERÍA PUMA ENERGY, BAHAMAS S.A.

Trabajo Monográfico para optar al título de
Ingeniero Químico

Elaborado por:	**Tutor:**	**Asesor:**
Br. Katherine Scarleth Barahona Picado 2017-0137U	Msc. Luis Eduardo Porras Álvarez	Ing. Eddysson Yamir Flores.

10 de Agosto del 2026
Managua, Nicaragua

Agradecimientos

A mi asesor de monografía, Eddysson Flores, por su orientación, acompañamiento y disposición durante el desarrollo de esta investigación. Sus observaciones y recomendaciones fueron fundamentales para fortalecer el enfoque y la calidad del presente trabajo.

A mi tutor de monografía, por su apoyo, seguimiento y disposición durante el desarrollo de este trabajo. Agradezco sus observaciones y el acompañamiento brindado a lo largo del proceso, los cuales contribuyeron a orientar y dar seguimiento a las diferentes etapas necesarias para la culminación de esta investigación.

Al personal del área de Proceso de Refinería Managua, especialmente a mi supervisor Fredy Cuadra y a los colaboradores que me brindaron su tiempo, experiencia y disposición para explicarme el funcionamiento y las condiciones de operación de los equipos estudiados. Su conocimiento y apoyo fueron fundamentales para comprender la operación de las bombas desde la perspectiva práctica y complementar la información técnica utilizada en esta investigación.

Asimismo, agradezco a personal del Departamento Técnico que, durante el desarrollo del trabajo, me brindó su apoyo y conocimientos para comprender diferentes aspectos técnicos relacionados con los equipos, la instrumentación y la información empleada en el estudio. Sus aportes fueron valiosos para complementar el análisis realizado.

A Refinería Managua, por permitirme desarrollar este estudio dentro de sus instalaciones y facilitar el acceso a la información necesaria para llevarlo a cabo. La posibilidad de trabajar con información real de operación permitió desarrollar una propuesta orientada a las condiciones propias de los equipos y del proceso estudiado.

A mis amistades más cercanas, por acompañarme durante este proceso y por las palabras de ánimo que me brindaron en los momentos en que más las necesité. Su apoyo hizo más llevadero este camino.

A mi tía Francis Picado, por su apoyo y disposición durante la etapa final de este proceso, y por brindarme su ayuda en aquellos momentos en que mis responsabilidades académicas y laborales hicieron difícil atender personalmente algunas gestiones. Agradezco especialmente su disposición para apoyarme cuando lo necesité.

Finalmente, agradezco a todas las personas que, de una u otra manera, contribuyeron a que este trabajo pudiera llegar a su culminación.

Resumen

Las bombas centrífugas son equipos críticos en la industria de la refinación de petróleo, debido a su función en el transporte continuo de corrientes líquidas entre unidades de proceso. En la Refinería Puma Energy Managua, durante el período 2020–2022, se registró un incremento significativo de fallas en las bombas de la Unidad 100, asociado a la ausencia de un monitoreo sistemático de variables operativas, lo que afectó la confiabilidad y disponibilidad de los equipos.

El presente trabajo tuvo como objetivo diseñar un sistema de gestión y monitoreo de variables de control para mejorar la operación de las bombas centrífugas. La investigación se desarrolló bajo un enfoque cuasi experimental, mediante la selección intencional de ocho bombas críticas. La información se recopiló a través de formatos de inspección en campo y datos del sistema de control distribuido, analizándose mediante técnicas de análisis de tendencias, evidenciándose una mejora en la detección temprana de desviaciones operativas y una reducción del mantenimiento correctivo.

Palabras Claves: *Bombas centrífugas; Monitoreo de variables operativas; Sistema de control distribuido; Confiabilidad operativa; Mantenimiento predictivo; Análisis de tendencias.*

Glosario

API: Instituto Americano de Petróleo

DCS: Sistema de Control Distribuido.

P-1-S: Bomba de Titular de SRLR a la Unidad.

P-117A: Bomba Titular de Crudo a la Unidad.

P-700A: Bomba Titular de Kerodirsol.

P-109: Bomba Titular de Nafta al Reformador.

PS-104: Bomba Spare de Nafta del Fondo de la Torre T-102 o Nafta al Reformador.

P-160A: Bomba Titular Pump around de la Torre T-101.

P-203: Bomba Titular del Fondo de la Torre T-111.

PS-201: Bomba Spare del Fondo de la Torre T-111 o Lateral de la Torre T-111.

Índice

I. 1

II. 3

2.1. 3

2.2. 3

III. 4

3.1. 4

3.1.1. 4

3.1.2. 9

3.1.3. 10

3.1.4. 10

3.1.5. 12

3.2. 12

3.2.1. 12

3.2.2. 12

3.2.3. 14

3.3. 16

3.3.1. 16

3.3.2. 16

3.3.3. 17

IV. 18

4.1. 18

4.2. 18

4.3. 19

4.4. 19

4.4.1. 19

4.4.2. 19

4.5. 20

4.6. 20

4.7. 20

4.8. 21

V. 21

5.1. 22

5.2. 24

5.3. 28

5.3.1. 29

5.3.2. 30

5.4. 32

5.5. 34

VI. 27

VII. 29

VIII. 30

IX. 32

Índice de Tablas

Tabla 1. Flujo mínimo continúo para bombas según tamaño**.** **8**
Tabla 2. Clasificación de los tipos de bombas según API-610 **9**
Tabla 3. Tipos de planes de acondicionamiento de sello mecánico según el servicio de la bomba**.** **11**
Tabla 4. Bombas objeto de estudio. **19**
Tabla 5. Operacionalización de las variables de las bombas de la Unidad 100 en refinería. **20**
Tabla 6. Inventario de instrumentos en el punto de descarga de las bombas seleccionadas para el estudio**.** **25**
Tabla 7. Clasificación de las bombas según nivel de criticidad y frecuencia de seguimiento. **33**

Índice de Figuras

Figura 1. Elemento giratorio de una bomba centrífuga. **4**
Figura 2. Control Retroalimentado utilizado con una de las estrategias de control de proceso en ManRef. **14**
Figura 3. Elemento giratorio de una bomba centrífuga.Arquitectura típica de un Sistema de Control Distribuido. **14**
Figura 4. Controlador DeltaVTM MQ. **15**
Figura 5. Cuadro sinóptico de los tipos de mantenimiento. **16**
Figura 6. Estructura del método Cuasi-Experimental. **18**
Figura 7. Distribución de alarmas configuradas en el Sistema DeltaV. **26**
Figura 8. Comparación de instrumentos con/sin alarmas vinculadas al sistema DeltaV. **26**
Figura 9. Tendencias del Sistema de Enfriamiento y Limpieza del sello. **31**
Figura 10. Tendencias de parámetro fuera de ventana operativa en el sistema DeltaV. **32**
Figura 11. Integración del sistema estructurado de seguimiento de las bombas centrífugas. **36**

I. INTRODUCCIÓN

Las bombas en sus diferentes diseños, aplicaciones y capacidades tienen un rol fundamental en la industria de la refinación de petróleo, porque garantizan el movimiento de las corrientes líquidas entre las diferentes unidades de procesos, equipos e incluso entre plantas. Dentro de este contexto, algunas bombas desempeñan funciones críticas en el proceso y sus fallas pueden provocar interrupciones significativas, pérdidas económicas considerables y riesgos asociados a la seguridad del proceso.

Las fallas en componentes como rodamientos, sellos mecánicos o ejes, además de generar altos costos de mantenimiento correctivo, pueden derivar en paros de emergencia, afectación a la integridad mecánica del equipo y posibles derrames de producto. Ante esta realidad, la industria ha evolucionado hacia la implementación de estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo, apoyadas en el monitoreo sistemático de variables operativas y condiciones físicas de las bombas, con el objetivo de anticipar fallas, extender la vida útil de los equipos y mejorar la confiabilidad operacional.

Diversos estudios técnicos han demostrado que la aplicación de sistemas de monitoreo basados en el análisis de parámetros de proceso permite identificar desviaciones en las condiciones normales de operación y establecer acciones correctivas oportunas antes de que ocurra una falla mayor. Experiencias previas, tanto en el sector industrial como en el académico, evidencian que el seguimiento continuo de variables tales como presión, caudal, temperatura, vibración y consumo energético contribuye de manera significativa a la reducción del mantenimiento correctivo y a la optimización de los recursos técnicos y económicos.

En la Refinería Managua (ManRef), ubicada en la Base La Cuesta El Plomo, las bombas centrífugas constituyen uno de los equipos rotativos de mayor relevancia para la operación de las unidades de proceso. Históricamente, la refinería contó con una aplicación destinada a la recopilación y análisis de datos operativos de equipos críticos, incluyendo bombas, lo que permitía al personal técnico dar seguimiento a parámetros relevantes y detectar condiciones anormales de operación. No obstante, la descontinuación de dicha herramienta alrededor del año 2016 ocasionó la pérdida de información histórica, criterios de alarmas y tendencias operativas necesarias para una adecuada gestión del desempeño de estos equipos.

Como consecuencia, durante el período comprendido entre los años 2020 y 2022, se presentó un incremento significativo en las fallas de bombas centrífugas, particularmente en la unidad U-100. Las investigaciones realizadas posteriormente evidenciaron vacíos importantes de información operativa, lo que dificultó la identificación precisa de las causas raíz de las fallas. Esta situación derivó en trabajos de mantenimiento correctivo, elevados costos en repuestos y mano de obra, disminución de la confiabilidad de las reparaciones y perturbaciones en las unidades de proceso, incluyendo eventos asociados a fugas de producto por fallas en sellos mecánicos.

Ante este escenario, el departamento de operaciones, en conjunto con la sección de confiabilidad de equipos rotativos, retomó la iniciativa de establecer rondas diarias y estructuradas de inspección, así como la definición de lineamientos orientados al monitoreo preventivo y predictivo de las condiciones de operación de las bombas. Sin embargo, la ausencia de un sistema formal y estandarizado de gestión de la información limitaba la efectividad de estas acciones.

En este contexto, el presente trabajo monográfico tiene como objetivo diseñar e implementar un sistema de monitoreo de bombas centrífugas en la Refinería Managua que permita el control, seguimiento y análisis de los principales parámetros de proceso, asegurando la operación de las bombas dentro de los rangos establecidos por diseño y por el fabricante. La implementación del sistema propuesto busca contribuir a la preservación de la integridad mecánica de componentes críticos, la reducción del mantenimiento correctivo, la mejora de la confiabilidad operativa y la optimización del desempeño de las bombas de la unidad U-100.

II. OBJETIVOS

II.1. General

Diseñar una herramienta estructurada de seguimiento a variables operativas de proceso relacionadas a la confiabilidad operacional y aumento de la disponibilidad de las bombas centrífugas de la Unidad-100 de Refinería Managua.

II.2. Objetivos Específicos

1. Definir las variables críticas y los límites permisibles para la operación confiable de las bombas basado en la correlación de condiciones de proceso.
2. Generar inventario de alarmas del sistema de control distribuido de proceso relacionadas a la operación de bombas.
3. Desarrollar guías de recopilación de información de campo y del sistema de control distribuido de variables mecánicas y de proceso para monitoreo y análisis de tendencias de las bombas.
4. Delinear una frecuencia de seguimiento a las bombas, basado en la criticidad de estas en el proceso para aumentar la disponibilidad y el tiempo medio de reparaciones de los equipos.

III. MARCO TEÓRICO

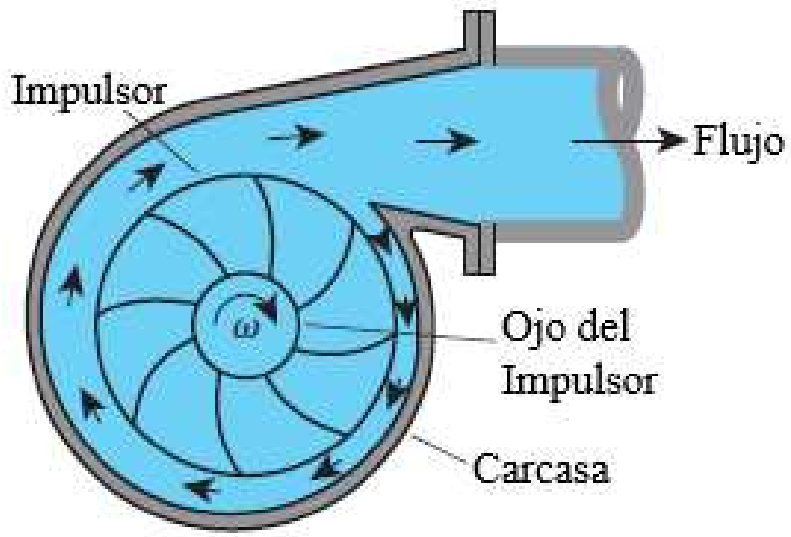
III.1. Bombas Centrífugas

III.1.1. Definición

Una bomba centrífuga es aquella compuesta por un elemento giratorio y un elemento estacionario (Compuesto por una cubierta, sellos mecánicos y rodamientos). La parte giratoria consiste en un rotor que es conocido comúnmente como impulsor, que se encuentra unido y girando con el eje, donde el flujo entra a la cámara de la bomba a lo largo del eje del impulsor, denominado ojo del impulsor, por presión atmosférica o una presión determinada del sistema aguas arriba y es descargado radialmente por acción centrífuga en una carcasa que encierra al impulsor, como se observa en la Figura 1 (Chin D., 2017).

Figura 1.

Elemento giratorio de una bomba centrífuga.



Nota. Adaptado de *Fluid Mechanics for Engineers*, *First Edition* por Chin, 2017, Pearson Education.

La carcasa tiene forma de un difusor que desacelera el fluido de rápido movimiento que sale del impulsor, convierte la carga de velocidad en carga de presión y dirige el flujo a la salida de la bomba. El impulsor puede ser de succión simple o succión doble. En un impulsor de succión simple, el fluido ingresa por un solo lado del impulsor, en cambio, en un impulsor de doble succión, el fluido ingresa por ambos lados del impulsor. El uso de impulsores de doble succión tiene la

ventaja de reducir el empuje final sobre el eje y reducir la velocidad de entrada, sin embargo, en los casos donde estos efectos no sean significativos, un solo impulsor de succión simple es adecuado.

Por otra parte, se debe tener en cuenta la curva del equipo en caso de que se quiera conocer el comportamiento de la bomba. En Refinería Managua se tienen distintos tipos de bombas centrífugas entre ellas verticales y horizontales, con impulsores simples, que cuentan con variables operativas relevantes para saber si las condiciones de operación de las bombas son las más adecuadas para realizar el trabajo de bombeo, estas variables son definidas por Viejo (2004) como:

Gravedad específica. Es la relación que existe entre la densidad del líquido respecto a la densidad del agua a 60 °F.

Temperatura del líquido bombeado. Es una magnitud referida a la noción de calor medible del producto mediante un termómetro.

Emisividad. Es la medición de la capacidad de un objeto de emitir energía infrarroja. El valor de la emisividad se calcula por la proporción de radiación térmica emitida por una superficie u objeto debido a una diferencia de temperatura con su entorno la emisividad puede tener un valor entre 0 (espejo brillante) y 1 (cuerpo negro). Para efecto de este estudio la emisividad que está definida en Refinería Puma Energy para cuerpo de bombas, tuberías oxidadas y motores eléctricos expuestos al ambiente es de 0.85.

Presión de vapor. Si un líquido se encuentra a una temperatura arriba de su punto de congelación, sufre evaporación en su superficie libre. En el seno del líquido se origina una presión que se llama presión de vapor y que está en función directa con la temperatura del líquido.

Altura de succión neta positiva (NPSH). Es la carga de succión neta positiva, medida con relación al plano de referencia, aumentada de la altura correspondiente a la presión atmosférica y disminuida de la altura debida a la tensión de vapor del líquido.

Altura de succión neta positiva requerida (NPSHR). Es un valor dado por el fabricante para alcanzar un determinado comportamiento en la bomba en dependencia de flujo, velocidad de giro, temperatura del líquido y gravedad específica. Este parámetro se encuentra definido por la siguiente ecuación.

$$NPSH_R = Hz + \frac{V^2}{2g} \qquad \textbf{EC. 1}$$

Donde,

Hz = Presión absoluta mínima necesaria en la zona inmediata anterior a los alabes.

$V^2/2g$ = Carga cinética correspondiente a la velocidad de entrada del líquido en la boca del impulsor.

Altura de succión neta positiva disponible (NPSHA). Es un valor que depende de las características de la instalación y del líquido a bombear. Es una variable independiente del tipo de bomba y se calcula de acuerdo con las condiciones atmosféricas, de instalación y operación.

$$NPSH_A = Ha \pm Hs - Hv - Hf = \frac{p_0}{\gamma} - \Delta z_s - h_l - \frac{p_v}{\gamma} \qquad \textbf{EC. 2}$$

Donde,

Ha = Presión atmosférica en pies.

Hs = Altura de succión en pies.

Hv = Presión de vapor en pies.

Hf = Pérdidas de fricción en la tubería de succión.

p_0= Presión en la superficie del reservorio (usualmente atmosférica).

Δz_s= Diferencia en la altura entre el punto de succión de la bomba y la superficie del reservorio.

h_l= Pérdida de carga en la tubería entre el reservorio fuente y el lado de succión de la bomba.

p_v= Presión del vapor de saturación del líquido.

Flujo mínimo de la bomba. "Se define como la cantidad mínima de flujo a la descarga de la bomba para garantizar el funcionamiento libre de vibraciones y alta temperatura por recirculación interna" Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME B73.1 -2001).

El flujo mínimo de las bombas centrífugas siempre debe tenerse en cuenta para la operación de una bomba, debido a que, si el flujo de la bomba está por debajo del valor mínimo recomendado, la bomba desarrollará alta vibración y temperatura de recirculación que pueden dañar las balineras, el sello mecánico y otros componentes de la bomba.

Por otro lado, la geometría óptima de los rotores de la bomba se encuentra influenciados principalmente por la velocidad específica del impulsor (NS) y la velocidad específica de succión

(NSS), que son parámetros o índices de diseño hidráulico. La velocidad específica puede variar según el diseño del impulsor, la velocidad, la naturaleza del líquido y las condiciones de servicio.

La Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME B73.1 -2001) especifica los términos antes mencionados de la siguiente forma:

Velocidad Específica (NS).

$$Ns = \frac{N * \sqrt{Q}}{H^{3/4}} \qquad \textbf{EC. 3}$$

Donde,

Ns = Velocidad Específica, adimensional.

N = Velocidad de la bomba, en RPM.

Q: = Caudal de la bomba en el Punto de Mejor Eficiencia, en GPM.

H = Cabezal de la bomba, en pies en el BEP[1]. Cuando la bomba es multietapas se toma el Cabezal desarrollado por el primer impulsor. Los valores de Q y H deben ser tomados en el Punto de Mejor Eficiencia.

Velocidad Específica de Succión (NSS).

$$Nss = \frac{N * \sqrt{Q}}{(NSPH_R)^{\frac{3}{4}}} \qquad \textbf{EC. 4}$$

Donde,

N: Velocidad de la bomba, en RPM.

Q: Caudal de la bomba en el Punto de Mejor Eficiencia (BEP), en GPM.

NPSHR: Altura neta positiva de aspiración requerida.

Estos términos relacionan el nivel de energía manejado por la bomba y el margen entre el NPSHA y el NPSHR, los cuales a su vez dependen de las características particulares del fluido bombeado (como la viscosidad, temperatura de bombeo, gravedad específica, etc.). En bombas de alto NSS, entre 10.000 y 12.000, el rango de funcionamiento continuo se ubica entre 70 y 120% del punto de mejor eficiencia de la bomba.

[1] Se le denomina al punto de mejor eficiencia, es decir, el flujo en el que la bomba opera con la eficiencia más alta u óptima para un diámetro de impulsor determinado

Tabla 1.

Flujo mínimo continúo para bombas según tamaño.

Designación de Dimensión	Tamaño; Succión x Descarga x Diámetro Nominal del Impulsor	Flujo Mínimo Continuo % BEP	
		3500/2900 RPM 60/50 Hz	1750/1450 RPM 60/50 Hz
AA	1.5 x 1 x 6	15	10
AB	3 x 1.5 x 6	15	10
AC	3 x 2 x 6	20	10
AA	1.5 x 1 x 8	20	10
AB	3 x 1.5 x 8	20	10
A10	3 x 2 x 6	20	10
A50	3 x 1.5 x 8	20	10
A60	3 x 2 x 8	20	10
A70	4 x 3 x 8	20	10
A05	2 x 1 x 10	25	10
A50	3 x 1.5 x 10	25	10
A60	3 x 2 x 10	30	15
A70	4 x 3 x 10	30	15
A40	4 x 3 x 10	30	15
A80	6 x 4 x 10	40	20
A20	3 x 1.5 x 13	30	15
A30	3 x 2 x 13	40	15
A40	4 x 3 x 13	40	40
A80	6 x 4 x 13	-	40
A90	8 x 6 x 13	-	40
A100	10 x 8 x 13	-	40
A105	6 x 4 x 15	-	50
A110	8 x 6 x 15	-	50
A120	10 x 8 x 15	-	50

Nota: La tabla indica cuáles deben ser los porcentajes respecto al BEP de los flujos mínimos continuos para cada tamaño de bomba o designación dimensional. Tomado de Asme B73.1-2020.

Cavitación. "La cavitación es una vaporización instantánea del fluido, que se produce principalmente en las zonas en las que la presión absoluta es muy baja, a la cual sigue una rápida condensación" Asme B73.1 -2001. La cavitación se puede evitar al cumplir con la siguiente condición.

$$NPSH_A > NPSH_R \qquad \textbf{EC. 5}$$

Tiempo Medio Entre Reparaciones (MTBR). De acuerdo con la Universidad de Adquisiciones de Defensa (2023) es el tiempo promedio transcurrido entre fallas de un sistema o componente que requiere reparación. Se calcula dividiendo el total de horas de operación durante un intervalo por el número total de retiradas durante ese intervalo.

El seguimiento a este indicador es usado para identificar tendencias, evaluar la confiabilidad y el rendimiento de los equipos, además de mejorar las estrategias de mantenimiento; un MTBR más alto indica una mayor confiabilidad.

III.1.2. Clasificación

Actualmente existen una gran variedad de clasificaciones de bombas centrífugas (Ver Tabla 2), sin embargo, para este estudio se analizarán solamente cuatro tipos de bombas que se clasifican de la siguiente manera:

- Bombas centrífugas de eje horizontal, con soporte central y acople flexible (OH-2).
- Bombas centrífugas de eje horizontal, multietapa, dividido axialmente (BB-3).
- Bombas centrífugas de eje vertical, de una sola etapa, acople rígido (OH-4).
- Bombas centrífugas de eje vertical, de una sola etapa, acople cerrado, con caja de engranajes (OH-6).

Tabla 2.

Clasificación de los tipos de bombas según API-610

	Tipo de Bombas		Orientación		Código
BOMBAS CENTRÍFUGAS	Un Rodamiento	Acoplado Flexible	Horizontal	Montaje de pie	OH-1
				Soporte central	OH-2
			Vertical en línea con soporte de cojinete	-	OH-3
		Acoplado Rígidamente	Vertical en línea	-	OH-4
		Acoplado Cerrado	Vertical en línea	-	OH-5
			Alta velocidad con engranaje integral	-	OH-6
	Entre Rodamientos	1 y 2 Pasos	Dividido axialmente	-	BB-1
			Dividido radialmente	-	BB-2
		Multipaso	Dividido axialmente	-	BB-3
			Dividido radialmente	Carcasa única	BB-4
				Carcasa doble	BB-5
	Suspendida Verticalmente	Carcasa única	Columna de descarga	Difusor	VS-1
				Voluta	VS-2
				Flujo Axial	VS-3
			Descarga separada	Eje de transmisión	VS-4
				Voladizo	VS-5
		Carcasa Doble	Difusor	-	VS-6
			Voluta	-	VS-7

Nota. Tomado del API-610-2010.

III.1.3. Componentes Principales

Según Viejo (2004) "Una bomba consta de carcaza, eje, sello mecánico, cojinetes, anillos de desgaste e impulsor". Sin embargo, para la elaboración de una herramienta de monitoreo de bombas de Refinería Managua el enfoque será dirigido a los elementos más susceptibles a sufrir fallas por una mala operación del equipo causando altos costos de reparación, estos elementos son definidos como:

Sello mecánico. La función de estos elementos es evitar el flujo hacia fuera, del líquido bombeado a través del orificio por donde pasa el eje de la bomba, y el flujo de líquido hacia el interior de la bomba.

Cojinetes. Sirven de soporte a la flecha de todo el rotor en un alineamiento correcto en relación con las partes estacionarias. Por medio de un correcto diseño, soportan las cargas radiales y axiales existentes en la bomba.

III.1.4. Parámetros de Diseños y de Operación

Para operar una bomba centrífuga de manera segura se deben considerar las siguientes recomendaciones presentes:

Según el Instituto Americano de Petróleo (API-610-2010) se debe "garantizar una operación donde se tenga una temperatura de los rodamientos de la caja de balineras de la bomba inferior a 93°C o su equivalente en Fahrenheit 200°F", esto mediante un constante monitoreo de la caja de balineras para evitar obstrucciones en el sistema, o algún síntoma de mala lubricación. Esto se considera de vital importancia para las bombas de refinería debido a que la mayoría trabaja con productos a alta temperatura, y al no dar el seguimiento adecuado se tienen fallas prematuras por desgaste del rodamiento. La norma también establece cambiar rodamientos aproximadamente entre "20,000 mil a 16,000 mil horas de operación", operando en el mejor punto de eficiencia de la bomba y no operando por debajo de su flujo mínimo.

El Instituto Americano de Petróleo (API-682-2010) establece que "un sello mecánico debe de tener una vida útil de al menos 25,000 mil horas de trabajo siempre y cuando se seleccione el plan de acondicionamiento de sello adecuado en dependencia del tipo de fluido, temperatura del fluido, presión del fluido". Esta parte, por su alto costo monetario y por disponibilidad del equipo rotativo, es vital en el monitoreo de las líneas de limpieza a presión al sello ya que esto evitaría una falla prematura del componente actuando como mantenimiento preventivo. Actualmente las

bombas de Refinería Managua en dependencia de sus características tienen un plan de acondicionamiento definido. (Ver Tabla 3)

Tabla 3.

Tipos de planes de acondicionamiento de sello mecánico según el servicio de la bomba.

Fluido bombeado	Acción requerida	Plan API			Descripción General
Fluidos Limpios	Circulación (Lubricación)	1	Circulación Integral		Recirculación interna desde la descarga de la bomba.
		11	Recirculación		Circulación de la descarga a la cavidad de sellado pasando por un orificio.
		12	Recirculación con Filtro		Circulación de la descarga a la cavidad de sellado pasando por un orificio y un filtro.
		13	Recirculación Interna		Recirculación a la cavidad de sellado a la succión de la bomba.
		14	Recirculación con Retorno		Circulación desde la descarga a la cavidad de sellado pasando por una placa de orificio. Asimismo, circulación desde la caja de sellado a la succión.
Fluidos a Temperatura	Enfriamiento	2	Enfriamiento Integral		Cavidad cerrada, sin recirculación. Chaqueta de enfriamiento o calentamiento.
		21	Recirculación con Enfriador		Circulación desde la descarga pasando por una placa orificio y un enfriador a la cavidad de sellado.
		22	Recirculación con Enfriador y Filtro		Circulación desde la descarga pasando por un filtro, placa orificio y enfriador a la cavidad de sellado. Similar al plan 21 con adición de un filtro.
		23	Circuito Cerrado con Enfriador		Recirculación desde un anillo de bombeo al sello pasando por un enfriador.
Fluidos Abrasivos	Lubricación	31	Recirculación con Separador		Circulación de la descarga a la cavidad de sellado pasando por un enfriador.
		32	Inyección Fuente Externa		Inyección de fuente externa a la cavidad de sellado.
Fluidos Abrasivos a Temperatura	Enfriamiento y Lubricación	41	Recirculación con Separador y Enfriador		Circulación de la descarga a la cavidad de sellado pasando por un separador ciclónico y un enfriador.
Fluidos Peligrosos -Ácidos Cáusicos -Tóxicos Cancerígenos -Explosivos e Inflamables	Seguridad	51	Sello Sencillo		Despósito externo que proporciona una manta sin salida para el líquido a la conexión de enfriamiento de glándula.
		52	Sello Doble No Presurizado		Circulación forzada de líquido amortiguador, contenido reservorio no presurizado para sellos dobles.
		53	Sello Doble Presurizado	A	Circulación forzada de un líquido de barrera, contenido reservorio presurizado para sellos duales.
				B	Circulación forzada de un líquido de barrera, en un circuito cerrado presurizado por un acumulador de vejiga.
				C	Circulación forzada de líquido barrera presurizado externamente en un reservorio tipo pistón.
		54	Sello Doble Presurizado		Circulación forzada de fluido limpio y presurizado externamente en un reservorio tipo pistón.
Fluidos en General	Manejo de Emisiones	61	Venteo y Drenaje		Conexiones lado atmosférico taponadas.
		62	Lavado y Drenaje		Fluido para sofoque o lavado (quench) de fuente externa.
		65	Recolector de Fuga		Recolector de fugas líquidas en sellos sencillos.
Gases	Barrera de gas	71	Barrera de Gas Opcional		Conexiones taponadas. Usualmente para planes 72, 75 o 76.
		72	Barrera de Gas No Presurizada		Gas amortiguador externo para sellos contenedores secundarios.
		74	Barrera de Gas Presurizada		Gas de barrera presurizado para sellos dobles de gas.
		75	Drenaje de Fuga que Condensa		Drenaje para el condensado de las fugas en sello contenedores secundarios.
		76	Venteo de Fuga que no Condensa		Venteo para fugas no condensadas en sellos contenedores secundarios.

Nota. Tabla tomada del API-682-2010.

III.1.5. Fallas Comunes en Bombas Centrífugas

En la revista *AllPumps* argentina (2018) se indican las siguientes fallas comunes en bombas centrifugas:

- Rotura del sello mecánico por corrosión o abrasión.
- Rotura del sello mecánico por funcionamiento en seco
- Falla de rodamientos por sobrecalentamiento o vibración excesiva.
- Desgaste mecánico del impulsor por abrasión.
- Sobre consumo de corriente.

III.2. Sistema de Control Distribuido (DCS)

III.2.1. Definición

En la Refinería Puma Energy se utiliza un Sistema de Control Distribuido aplicado a los complejos procesos que existen en la planta, y que combina la facilidad de uso, capacidades de control a gran escala de cada unidad de la planta, e integración de sistemas para ofrecer el máximo potencial de sus operaciones. El DCS también lleva una historización de las variables de proceso que posteriormente se pueden analizar y optimizar, asimismo, son limitadas con máximos y mínimos recomendables, con el objetivo de lograr preservar la integridad de todos los equipos del proceso.

III.2.2. Elementos

En las bombas centrífugas utilizadas en la Refinería se tienen en consideración las variables operativas que se encuentran relacionadas con su funcionamiento. Es decir, algunos elementos del sistema de control de procesos están ligados a los cambios que ocurren en los equipos rotativos (Emerson, 2021).

Variables Controladas. Son aquellas variables o condiciones que se desean tener en un determinado valor, y cuentan con un valor deseado (señal de referencia) y un valor real en un determinado momento. Un ejemplo es que, para el flujo de alimentación de nafta al reformador se utilizan las bombas P-109 y PS-104, y este es controlado automáticamente con el lazo de control de flujo FIC-108.

Variables Manipuladas. Es la señal sobre la cual se actúa o se modifica con el fin de mantener la variable controlada en su valor. Continuando con el mismo ejemplo, el FIC-108 que pretende controlar el flujo de la bomba por medio de la apertura de válvula (0 – 100%), que a su vez recibe un valor de referencia por parte del operador de consola.

Señal de referencia. Es el valor en el cual se requiere mantener la variable controlada. En el caso del instrumento FIC-108, el operador de consola puede inducir un valor de 3000 B/d de acuerdo con los planes de producción de logística.

Perturbaciones. Cualquier otra variable presente en el proceso que tiende a desviar el valor de la variable controlada de su objetivo (Ver Figura 2). En el caso de tener como variable de control el flujo que pasa por las bombas antes mencionadas (P-109 y PS-104), se puede considerar como perturbación el cambio en la gravedad específica de la nafta al reformador, debido a que puede alterar la presión de descarga de la bomba.

Elemento de medición. Es el encargado de determinar el valor de la variable controlada. Estos pueden ser la medición de flujo por platillo de orificio que son los elementos típicos de medición de flujo en ManRef, la medición de temperatura con termocuplas, medición de presión con transmisores de presión de membrana, entre otros.

Controlador. Es el encargado de determinar el error y determinar qué tipo de acción tomar. Por lo general se utilizan múltiples control PID organizados en un sistema de distribución.

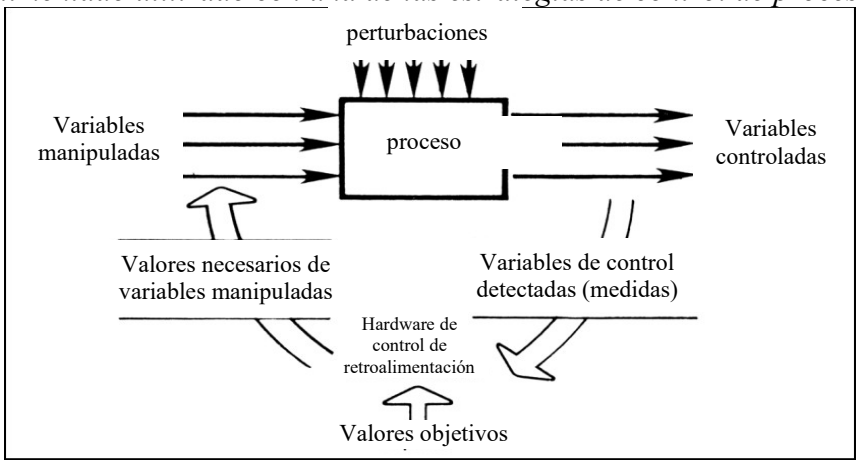
Elemento final de control. Es el encargado de realizar la acción de control modificando la variable manipulada.

Entrada. Es el estímulo o excitación que se aplica al sistema desde una fuente de energía externa, generalmente con el fin de producir, de parte del sistema, una respuesta específica.

Salida. Es la respuesta obtenida de parte del sistema.

Figura 2.

Control Retroalimentado utilizado con una de las estrategias de control de proceso en ManRef.



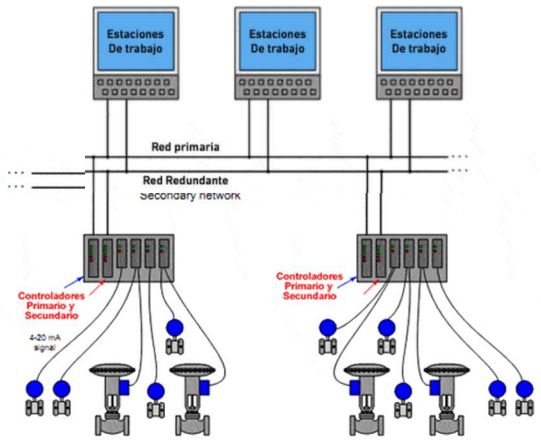
Nota. Diagrama tomado de documentos de refinería.

III.2.3. Funcionamiento

Los sistemas de control distribuido se encuentran destinados a mantener el control del proceso por medio de múltiples computadoras, cada una responsable de un grupo de lazos PID, distribuidos por las instalaciones y enlazados para compartir información entre ellas y con las consolas de operación a como se describe en la Figura 3. (Villajulca, 2011).

Figura 3.

Arquitectura típica de un Sistema de Control Distribuido.



Nota. Diagrama tomado de instrumentacionycontrol.net

En ManRef se cuenta con un Sistema de control distribuido llamado DeltaV^{TM} MQ, que es proporcionado por Emerson, y es un sistema de automatización fácil de usar, debido a que su arquitectura de bloques de funciones simplifica la complejidad operativa y reduce el riesgo de operación (Ver Figura 4).

Figura 4.

Controlador DeltaVTM MQ.



Nota. Tomada de Emerson.

El conjunto de productos y servicios de última generación que ofrece DeltaV aumenta el rendimiento de la planta con un control inteligente que es fácil de operar y mantener, tanto para el operador de consola como para el ingeniero encargado del sistema. Asimismo, DeltaV brinda un programa de gestión de alarmas que cumplen con la Gestión de Sistemas de Alarmas para las Industrias de Procesos ISA-18.2. (Emerson, 2019).

Sin embargo, el sistema de alarmas en DeltaV se encuentra orientado a equipos mayores como hornos, reactores, intercambiadores de calor, entre otros. En su mayoría, las bombas cuentan con una válvula de control en su punto de descarga, aunque no todas cuentan con alarmas por operar por debajo del mínimo o por encima.

Los beneficios obtenidos con DeltaV se han observado al realizar mejoras operacionales y entrenamientos orientados al uso de las consolas y a la optimización del sistema de control distribuido.

III.3. Mantenimiento de Equipos Rotativos

III.3.1. Generalidades

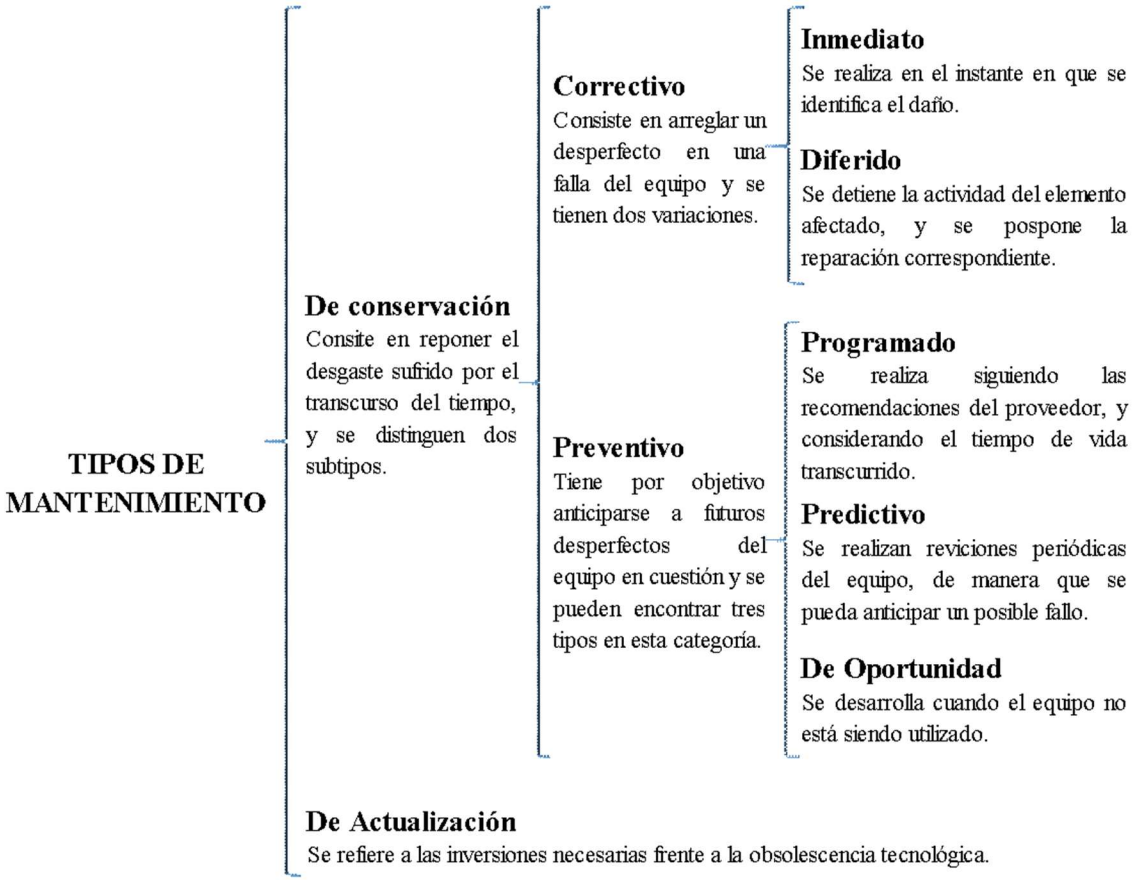
El departamento de Mantenimiento en la Refinería posee un programa para equipos rotativos orientado a llevar un plan de mantenimiento estructurado según la criticidad establecida para cada bomba con el fin de evitar, reducir y por último reparar las bombas en caso de que fallen. Aunque lo más conveniente para la empresa es evitar una falla, y si no se puede evitar, se busca como disminuir sus efectos negativos.

III.3.2. Clasificación

En la refinería se realizan distintos tipos de mantenimiento (Ver Figura 5), sin embargo, para las bombas solamente se realizan mantenimiento preventivo programado, preventivo predictivo y/o correctivo.

Figura 5.

Cuadro sinóptico de los tipos de mantenimiento.



Nota. Diagrama con información tomada de Economipedia.

El departamento de mantenimiento considera el trabajo continuo de las bombas que siempre están en servicio como bombas titulares y las que no lo están como bomba "*secundaria"*, para realizar mantenimiento programado, según los criterios de criticidad ya establecidos para estos equipos. Sin embargo, también se han tenido en consideración los aspectos visuales que se podrían notar en las vueltas de los operadores, estableciendo seguimientos de mantenimiento predictivo.

III.3.3. Beneficios

Los principales beneficios que se obtienen al poner en práctica los planes de mantenimiento del departamento son:

Seguridad. La refinería mejora las condiciones de seguridad evitando posibles incidentes o fallas en los equipos.

Confiabilidad Un plan de mantenimiento preventivo adecuado y el uso de repuestos certificados o de calidad proporcionan una mayor confiabilidad que la que tendría un sistema de mantenimiento correctivo, además que la finalidad es tener durabilidad y seguridad en la operación de los equipos.

Costos de reparaciones. Realizando mantenimientos predictivos evita los costos de reparación que ocasiona el mantenimiento correctivo.

IV. METODOLOGÍA

IV.1. Enfoque de la Investigación

El presente trabajo monográfico se desarrolló bajo un enfoque mixto, debido a que se realizó el análisis de información cuantitativa y cualitativa. La información cuantitativa estuvo constituida por los registros de parámetros operativos de las bombas centrífugas, tales como flujo, presión, nivel, amperaje y temperatura, obtenidos a partir del sistema de control distribuido y de las inspecciones realizadas en campo por los operadores. Por su parte, la información cualitativa se recopiló mediante las observaciones registradas por los operadores durante las inspecciones de campo, lo que permitió complementar el análisis técnico y fortalecer la interpretación de los resultados.

IV.2. Tipo de Investigación

La investigación es de carácter cuasi experimental, debido a que se desarrolló bajo condiciones reales de operación y no contempló la manipulación directa de las variables de proceso. En este tipo de diseño, las bombas son observadas en su entorno natural, lo que permite evaluar el comportamiento operativo y el efecto de la implementación de un sistema de monitoreo de variables, sin la conformación de grupos de control ni la asignación aleatoria.

El estudio se basó en la observación sistemática y el análisis de información cuantitativa y cualitativa relacionada con las condiciones operativas de las bombas centrífugas, identificándose la influencia de variables independientes como flujo, nivel y amperaje sobre variables dependientes tales como presión y temperatura, con el fin de evaluar el impacto del sistema propuesto en la confiabilidad y disponibilidad de los equipos.

Figura 6.

Estructura del método Cuasi-Experimental.



Nota. Figura tomada de QuestionPro.

IV.3. Tipo de Estudio

El estudio es de campo y explicativo, ya que se basa en la recopilación y análisis de información operativa obtenida en condiciones reales de operación, con el fin de identificar las causas de los fallos en las bombas y prevenir daños en su integridad mecánica.

IV.4. Descripción del Universo de Estudio

IV.4.1. Universo

El universo de este estudio son las 54 bombas centrífugas de la unidad 100 de Refinería Managua (ManRef).

IV.4.2. Muestra

Se seleccionaron 12 bombas centrífugas de la Unidad 100, con base en criterios técnicos previamente establecidos, tales como la frecuencia histórica de fallas, la criticidad dentro del proceso productivo y su impacto en los costos de mantenimiento y la continuidad operativa de la refinería. Esta selección permitió enfocar el estudio en los equipos con mayor incidencia en la confiabilidad y desempeño del proceso, facilitando la evaluación del sistema de monitoreo.

Tabla 4.

Bombas objeto de estudio.

Bomba	Tipo	Servicio
P-1-S / P-1-N	Centrífuga Vertical	Bombas Titular y Secundaria de SRLR a la Unidad.
P-117A / P-117B	Centrífuga Vertical	Bombas Titular y Secundaria de Crudo a la Unidad.
P-700A / P-700B	Centrífuga Horizontal	Bombas Titular y Secundaria de Kerodirsol.
P-160A / P-160B	Centrífuga Horizontal	Bombas Titular y Secundaria de flujo de remoción de calor sección de Kerodirsol.
P-203	Centrífuga Vertical	Bomba Titular del Fondo T-111.
PS-201	Centrífuga Vertical	Bomba Secundaria del Fondo y Lateral T-111.
P-109	Centrífuga Horizontal	Bomba Titular de Nafta al Reformador.
PS-104	Centrífuga Horizontal	Bomba Secundaria de Nafta al Reformador y fondo T-102.

IV.5. Variables de Estudio

Las variables de estudio consideradas se encuentran indicadas en la **Tabla 5, y** fueron seleccionadas de acuerdo con las condiciones de operación recomendadas por los fabricantes, las prácticas de ingeniería heredadas de EXXOMOBILE y API estándar 610.

Tabla 5.

Operacionalización de las variables de las bombas de la Unidad 100 en refinería.

Variable	Sub-Variable	Indicadores	P-1-S/P-1-N	P-117B/P-117A	P-700A/P-700B	P-160A/P-160B	P-203	PS-201	P-109	PS-104
Aumento del tiempo de disponibilidad de las bombas centrífugas.	Presión de Succión	PSIG	NA	100-120	35-50	50-60	NA	NA	170-230	170-230
	Presión de Descarga	PSIG	310-350	350-370	330-360	75-90	130-160	115-140	680-700	680-700
	Presión de Barrera al Sello	PSIG	NA	NA	NA	NA	NA	NA	215-245	NA
	Presión de Aceite	PSIG	NA	NA	NA	NA	NA	NA	>25	>25
	Temperatura del Rodamiento lado Coupling de la Bomba	°F	<185	<185	NA	NA	<200	<200	NA	NA
	Temperatura del Rodamiento lado Libre de la Bomba	°F	<185	<185	NA	NA	<200	<200	NA	NA
	Temperatura del Rodamiento lado Coupling del Motor	°F	<185	<185	<185	<185	<200	<200	<185	<185
	Temperatura del Rodamiento lado Libre del Motor	°F	<185	<185	<185	<185	<200	<200	<185	<185
	Temperatura de la Caja de Engranaje	°F	NA	NA	NA	NA	NA	NA	<160	<160
	Temperatura de Entrada del Sistema de Enfriamiento	°F	NA	-	-	NA	NA	NA	NA	NA
	Temperatura de Salida del Sistema de Enfriamiento	°F	NA	-	-	NA	NA	NA	NA	NA
	Diferencial de Temperatura del Sistema de Enfriamiento	°F	NA	-	>100	NA	NA	NA	NA	NA
	Temperatura del Entrada de Limpieza a presión al Sello	°F	NA	-	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	Temperatura de Descarga de la Bomba	°F	NA	-	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	Diferencial de Temperatura del Sistema de Flusheo	°F	NA	60-200	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	Temperatura de Entrada del Platillo de Orificio	°F	NA	NA	NA	NA	-	-	-	-
	Temperatura de Salida del Platillo de Orificio	°F	NA	NA	NA	NA	-	-	-	-
	Diferencial de Temperatura del Platillo de Orificio	°F	NA	NA	NA	NA	<70	<70	<70	<70
	Flujo	BPD		>7761	>1012	>13066	NA	NA	>1298	>1298
	Nivel	%RANG	NA	<70	<57	NA	20-80	20-80	50-85	50-85
	Amperaje	A	NA	<269	35-80	<36	<29	NA	<110	<107

IV.6. Descripción de las Fuentes de Información

Las fuentes primarias de información fueron los operadores del departamento de procesos a través de los registros y observaciones realizadas en campo y la historización de datos del sistema de control distribuido.

IV.7. Instrumento de Recopilación de Datos

El instrumento de recopilación de datos consistió en formatos físicos de inspección elaborados a partir de una serie de ítems estructurados, diseñados para registrar los puntos críticos de operación de cada bomba de acuerdo a su diseño. Se tomó de referencia el sistema anterior

utilizado en refinería, denominado como Intelatrac, en los cuales se utilizaban el mismo conjunto de preguntas para cada bomba, sin considerar el diseño de cada una (ver Anexo A).

Asimismo, se realizó el levantamiento de los instrumentos asociados a las bombas, considerando la disponibilidad de historización en el sistema de control distribuido y la identificación de alarmas operativas existentes.

IV.8. Recolección y Procesamiento de la Información

La recolección de la información se llevó a cabo mediante la aplicación sistemática de los formatos físicos de inspección por parte de los operadores del departamento de procesos, durante las rondas operativas que se establecieron para las bombas centrífugas objeto de estudio. En dichos formatos se registraron las condiciones de operación, los valores de las variables críticas y las observaciones relacionadas con comportamientos anormales de los equipos.

De manera complementaria, se recopilaron los datos históricos de las variables de proceso a partir del sistema de control distribuido de la refinería, correspondientes a parámetros como flujo, presión, nivel, amperaje y temperatura, asociados a la succión y descarga de las bombas.

La información recopilada fue organizada y procesada en una base de datos desarrollada en Microsoft Excel 2019 (versión 1808), con apoyo de una interfaz en Visual Basic y un complemento de excel que permitió la conexión con el DCS, y lo que permitió la depuración de los datos, el análisis de tendencias y la comparación de los valores registrados con los límites operativos recomendados por los fabricantes y las prácticas de ingeniería aplicables, con el fin de identificar desviaciones operativas y evaluar el desempeño del sistema de monitoreo propuesto.

V. PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En el presente capítulo se presentan y analizan los resultados obtenidos a partir de la implementación del sistema de monitoreo de variables operativas aplicado a ocho (8) bombas centrífugas seleccionadas como muestra de la Unidad 100 de Refinería Managua. El análisis se desarrolla con base en los objetivos específicos planteados en la investigación, abordando inicialmente la identificación de las variables críticas de operación y sus límites permisibles, seguido del levantamiento de alarmas e instrumentación disponible en el sistema de control distribuido. Posteriormente se presentan las herramientas de monitoreo desarrolladas y la frecuencia de seguimiento establecida según la criticidad de los equipos. Finalmente, se expone la integración de estos elementos en el sistema de monitoreo propuesto para fortalecer la confiabilidad operativa de las bombas centrífugas.

V.1. Definición de variables críticas y límites permisibles.

En cumplimiento del primer objetivo específico, se procedió a la identificación de las variables críticas que influyen en la operación confiable de las bombas centrífugas, así como al establecimiento de sus límites permisibles. El análisis realizado permitió establecer como principales variables de control el flujo, nivel, amperaje, presión y temperatura, debido a su influencia sobre el desempeño hidráulico de las bombas y sobre la integridad mecánica de sus componentes.

El flujo constituye una de las variables más importantes en la operación de las bombas centrífugas, debido a que estas máquinas están diseñadas para operar dentro de un rango específico de capacidad. Cuando una bomba opera significativamente por debajo de su rango de operación, pueden presentarse fenómenos como recirculación interna, incremento de vibraciones y aumento de temperatura en el fluido y en los componentes mecánicos. Por otro lado, una operación por encima del punto de mejor eficiencia puede generar un incremento en la demanda de potencia y, dependiendo de las condiciones del sistema, una mayor carga sobre componentes como el impulsor y los rodamientos.

El nivel del fluido constituye una variable asociada a las condiciones de alimentación de la bomba, particularmente en aquellos equipos cuya succión proviene de tanques o recipientes de almacenamiento. Una disminución del nivel puede reducir la carga disponible en la succión y favorecer condiciones que afecten la disponibilidad de NPSH, incrementando el riesgo de

cavitación. Por esta razón, el monitoreo del nivel permite identificar condiciones que podrían afectar la alimentación adecuada de la bomba y su estabilidad operativa.

La presión de succión y descarga constituye otra variable fundamental para evaluar el comportamiento hidráulico de la bomba. La presión disponible en la succión está relacionada con las condiciones de NPSH requeridas para mantener la operación sin cavitación. Cuando la presión absoluta del fluido en la succión disminuye hasta aproximarse o caer por debajo de su presión de vapor, pueden generarse burbujas de vapor que posteriormente colapsan al ingresar a zonas de mayor presión. Este fenómeno, conocido como cavitación, puede ocasionar erosión del impulsor, incremento de vibraciones, generación de ruido y daños progresivos en los componentes de la bomba. Por su parte, la presión de descarga permite evaluar la capacidad de la bomba para proporcionar la carga requerida por el sistema y detectar desviaciones respecto de las condiciones normales de operación.

El amperaje del motor eléctrico que acciona la bomba constituye un indicador de la carga a la que se encuentra sometido el equipo. Un incremento de la corriente puede estar asociado con un aumento de la demanda de potencia debido a cambios en las condiciones hidráulicas del sistema, modificaciones en las propiedades del fluido o restricciones en las líneas de proceso. El monitoreo de esta variable permite identificar condiciones de sobrecarga que podrían afectar tanto al motor como a los elementos mecánicos acoplados a este.

Asimismo, la temperatura constituye un indicador importante del estado operativo y mecánico del equipo. El incremento de temperatura en componentes como rodamientos, sellos mecánicos o elementos asociados al sistema de lubricación puede estar relacionado con deficiencias de lubricación, fricción excesiva, deterioro de componentes o condiciones anormales de operación. Por ello, el seguimiento de esta variable permite identificar incrementos respecto de las condiciones normales antes de que estos evolucionen hacia una condición de falla.

A partir de la identificación de estas variables, se establecieron los valores de referencia y límites permisibles para cada parámetro (Ver Tabla 5), tomando como base las condiciones de diseño y operación de los equipos, la información proporcionada por los fabricantes y los criterios establecidos en las normas y estándares técnicos aplicables. Estos valores permiten establecer criterios objetivos para determinar si las condiciones registradas durante la operación se encuentran dentro de los rangos aceptables.

La definición de estos límites proporciona un marco técnico para evaluar el comportamiento operativo de las bombas centrífugas bajo las condiciones reales de operación de la refinería. Asimismo, permite identificar de manera oportuna las desviaciones respecto de los parámetros establecidos y facilita la toma de acciones preventivas orientadas a mantener la confiabilidad y disponibilidad de los equipos. El análisis evidenció que la operación fuera de estos rangos genera condiciones que pueden comprometer la integridad mecánica de los equipos.

V.2. Inventario y análisis de alarmas del sistema de control distribuido

En relación con el segundo objetivo específico, se realizó el levantamiento y análisis de las alarmas asociadas a las bombas en el sistema de control distribuido. Como parte de este proceso, se efectuó el levantamiento de los instrumentos y señales asociados a las bombas centrífugas, así como la verificación de la disponibilidad de historización de las variables de proceso en el sistema DeltaV. Esto permitió determinar qué variables disponen de registros históricos, cuáles cuentan con alarmas configuradas y cuáles requieren un seguimiento adicional mediante las herramientas de monitoreo desarrolladas.

El análisis de alarmas constituye un elemento fundamental dentro de los sistemas de control de procesos industriales, debido a que permite alertar al personal operativo cuando una variable de proceso alcanza o supera determinadas condiciones establecidas. Sin embargo, la efectividad de este mecanismo depende de que las alarmas se encuentren adecuadamente configuradas, de que sus límites sean coherentes con las condiciones de operación del equipo y de que las señales generadas puedan ser interpretadas y atendidas oportunamente por el personal responsable de la operación.

Durante el levantamiento de información se identificaron los instrumentos y señales relacionados con las principales variables de operación de las bombas, incluyendo transmisores de presión, medidores de flujo, indicadores de nivel y señales de corriente eléctrica asociadas a los motores de accionamiento. Para cada variable se verificó la disponibilidad de registro histórico en el sistema DeltaV y, cuando correspondía, la existencia de alarmas asociadas (Ver Tabla 6).

Tabla 6.

Inventario de instrumentos en el punto de descarga de las bombas seleccionadas para el estudio.

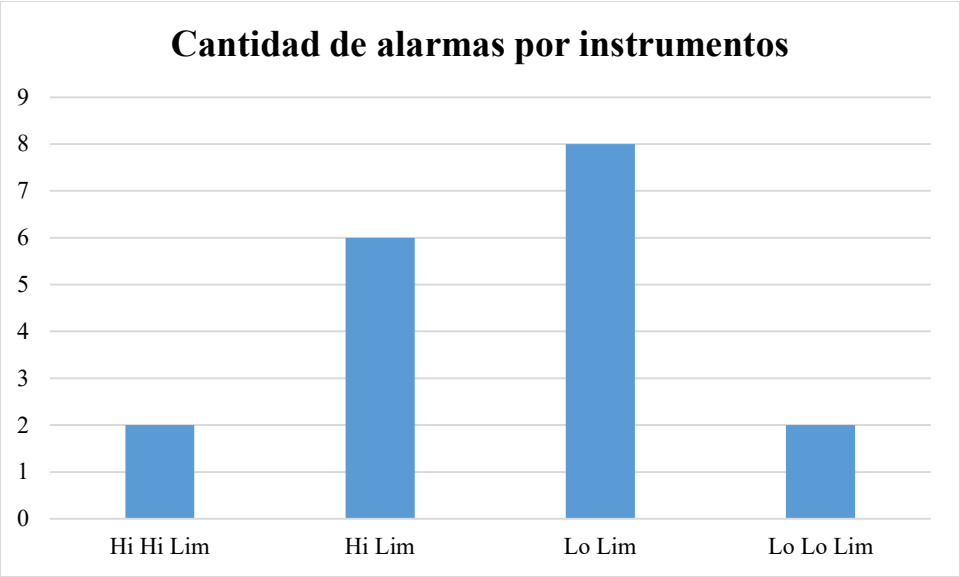
Bomba	Instrumento (TAG)	Descripción (Nombre del TAG)	Alarma DELTA V			
			Hi Hi Lim	Hi Lim	Lo Lim	Lo Lo Lim
P-1-S / P-1-N	APS-FIC-201	Flujo de SRLR a la alimentación de Crudo				
	APS-FIC-225	Recirculación P-1-S / P-1-N.				
	APS-FI-221	Flujo total de SRLR P-1-S / P-1-N.				
P-117A / P-117B	APS-FIC-125	Flujo al horno F-101			11000 (P1)	
	APS-FIY-111	Flujo total a F-101 (Suma)				
	APS-LIC-200	Nivel del tambor D-132	70 (P2)			
	APS-PIC-108	Presión del D-132		155 (P1)		100 (P2)
	P117AB-AMPS-A/B/C	Amperaje de la bomba P-117A				
	APS-TI-205	Temperatura del D-132				
P-700A / P-700B	KVHF-FIC-701	Alimentación KVHF		3900 (P3)	1230 (P3)	
	KVHF-LIC-701	Fondo T-708		80 (P3)	35 (P2)	
	MCC-II-700A4	Amperaje P-700A				
	KVHF-TI-702	Fondo T-708		400 (P3)		
P-109 / PS-104	PWF-FIC-108	Carga al Reformador		3300 (P3)	2100 (P3)	1900 (P1)
	NHF-FIC-150	Sobrepaso T-108				
	LENDS-LIC-204	Nivel T-109	85 (P2)		50 (P2)	
	NHF-PI-141	Presión sello doble P-109			210	
	MCC-II-094	Amperaje P-109				
	MCC-II-044	Amperaje PS-104				
P-160A / P-160B	APS-FIC-160	Flujo de remoción de calor sección de Kerodirsol			15000 (P3)	
	MCC-II-160A4	Amperaje P-160A				
P-203/PS-201	VPS-FI-611	Flujo de Asfalto				
	VPS-LIC-601	Nivel Inferior de Arranque T-111X		80 (P2)	20 (P2)	
	MCC-II-2034	Amperaje P-203				
	VPS-TI-608	Temperatura de Extracción de Asfalto				

La revisión realizada permitió identificar un total de 21 variables asociadas al seguimiento operativo de las bombas centrífugas, considerando tanto variables disponibles para medición en campo como variables asociadas a instrumentos y válvulas con instrumentación. De manera complementaria, se identificaron 25 instrumentos o señales disponibles en el sistema DeltaV, los cuales fueron revisados para determinar la disponibilidad de historización y la configuración de alarmas.

Del total de 25 instrumentos o señales identificados en el sistema DeltaV, 11 cuentan con al menos una alarma configurada, equivalente al 44 % del total, mientras que 14 no presentan alarmas configuradas, correspondiente al 56 %. En cuanto a los tipos de alarma identificados, se registraron 9 alarmas de límite bajo y 8 de límite alto. Estos valores no son mutuamente excluyentes, debido a que un mismo instrumento puede contar simultáneamente con más de un tipo de alarma configurada.

Figura 7.

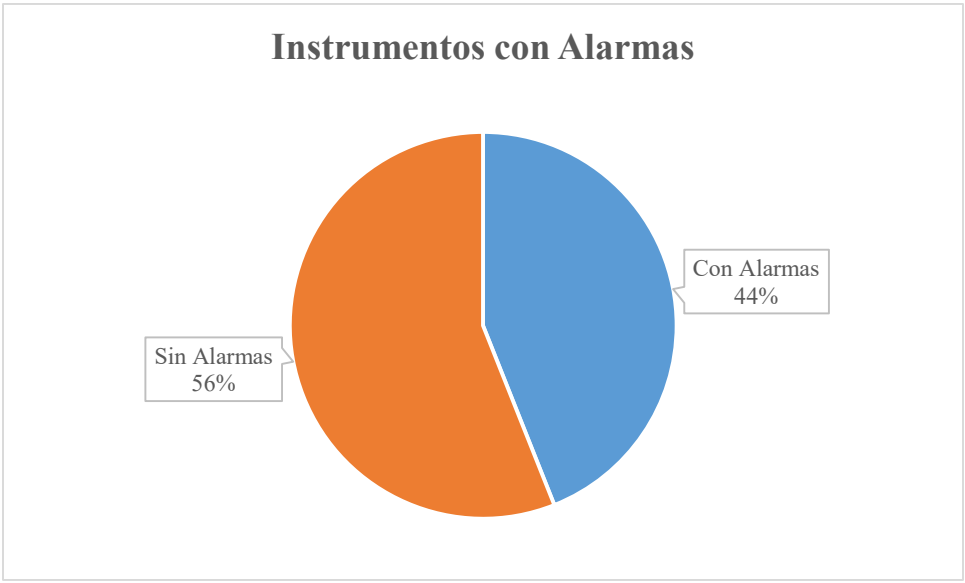
Distribución de alarmas configuradas en el Sistema DeltaV.



Nota. La gráfica representa la cantidad de alarmas según si es límite bajo (LoLim), límite muy bajo (LoLoLim), límite alto (HiLim) y límite muy alto (HiHiLim).

Figura 8.

Comparación de instrumentos con/sin alarmas vinculadas al sistema DeltaV.



Nota. La gráfica representa la cantidad y proporción de instrumentos o señales que cuentan y no cuentan con alarmas configuradas en el sistema DeltaV.

La disponibilidad de historización constituye un elemento relevante para el análisis del comportamiento de las variables, debido a que permite consultar los valores registrados durante determinados periodos de operación e identificar tendencias, fluctuaciones y desviaciones respecto de las condiciones normales. En este sentido, una variable puede disponer de registros históricos aun cuando no cuente con una alarma configurada. Por tanto, la ausencia de una alarma no implica necesariamente que la variable no pueda ser monitoreada, sino que requiere mecanismos adicionales para identificar oportunamente posibles desviaciones.

A partir del inventario realizado, se comparó la disponibilidad de alarmas con las variables críticas identificadas en el análisis desarrollado en el objetivo específico anterior. Esta comparación permitió evaluar el grado en que las condiciones operativas relevantes de las bombas se encuentran actualmente cubiertas mediante alarmas del sistema de control distribuido y cuáles dependen de mecanismos complementarios de seguimiento.

Desde el punto de vista de la confiabilidad operativa, el análisis de alarmas permite identificar condiciones que podrían generar eventos de falla si no son atendidas oportunamente. Por ejemplo, una alarma de baja presión de succión puede constituir una señal de alerta ante una disminución de las condiciones de alimentación de la bomba, asociada, entre otras causas, con un bajo nivel en el tanque de alimentación o restricciones en la línea de succión. Estas condiciones pueden reducir la disponibilidad de NPSH e incrementar el riesgo de cavitación. De igual forma, una alarma de alto amperaje puede indicar un incremento de la demanda de potencia del motor y alertar sobre una posible condición de sobrecarga.

Asimismo, la revisión de las alarmas permite evaluar si las variables críticas identificadas cuentan con mecanismos adecuados para advertir desviaciones antes de que estas evolucionen hacia condiciones que puedan afectar la integridad mecánica o la continuidad operativa de los equipos. En este sentido, no solo resulta relevante determinar la existencia de una alarma, sino también verificar que sus límites configurados sean consistentes con los rangos operativos establecidos para cada variable.

El inventario y análisis realizado permitió identificar oportunidades de mejora en la configuración y seguimiento de alarmas operativas, particularmente en aquellas variables críticas que requieren mecanismos de supervisión más consistentes con sus límites de operación. La identificación de estas oportunidades constituye un elemento de apoyo para el sistema de

monitoreo propuesto, ya que permite complementar las funciones existentes del sistema de control distribuido mediante herramientas orientadas al seguimiento sistemático de las condiciones operativas de las bombas centrífugas.

En consecuencia, el inventario de alarmas, la verificación de la historización y la comparación con las variables críticas establecidas proporcionan una base para determinar las condiciones actuales de monitoreo de las bombas y establecer oportunidades de mejora orientadas a fortalecer la detección temprana de desviaciones operativas y la confiabilidad de los equipos.

El inventario y análisis realizado permitió identificar oportunidades de mejora en la configuración y seguimiento de alarmas operativas, particularmente en aquellas variables críticas que requieren mecanismos de supervisión más consistentes con sus límites de operación. La identificación de estas oportunidades constituye un elemento de apoyo para el sistema de monitoreo propuesto, ya que permite complementar las funciones existentes del sistema de control distribuido mediante herramientas orientadas al seguimiento sistemático de las condiciones operativas de las bombas centrífugas.

V.3. Desarrollo de los archivos de monitoreo

En cumplimiento del tercer objetivo específico, se desarrollaron dos herramientas complementarias para la recopilación y análisis de información de las variables mecánicas y de proceso de las bombas centrífugas seleccionadas para el estudio: una guía de recopilación de información de campo, destinada al registro de las mediciones realizadas por los operadores, y un archivo de análisis de tendencias, orientado al procesamiento y evaluación de la información obtenida mediante las inspecciones de campo y el sistema de control distribuido. La integración de ambas herramientas permitió establecer una metodología estructurada para el seguimiento de las condiciones operativas de los equipos y facilitar la identificación de desviaciones respecto de los parámetros establecidos.

El desarrollo de las herramientas se realizó a partir de las variables críticas identificadas en el primer objetivo específico, entre las cuales se consideraron la presión de succión y descarga, el flujo de descarga, el amperaje del motor, la temperatura de los rodamientos y la temperatura del sello mecánico. Para cada variable se tomaron como referencia los límites permisibles establecidos a partir de las condiciones de diseño y operación de los equipos, la información proporcionada por los fabricantes y los criterios técnicos aplicables, incluyendo las recomendaciones de API-610 y

API-682. De esta manera, las herramientas desarrolladas incorporaron criterios que permitieron diferenciar las condiciones normales de operación de aquellas que requieren atención o seguimiento.

V.3.1. Guía de recopilación de información de campo

Como primera herramienta se desarrolló una guía estructurada para la recopilación de información directamente en campo. Su finalidad fue estandarizar el registro de las condiciones operativas de las bombas y proporcionar a los operadores una metodología uniforme para realizar las inspecciones. La guía incorporó tanto variables cuantitativas obtenidas mediante la lectura de los instrumentos disponibles en campo como aspectos cualitativos relacionados con la condición observable de los equipos.

La estructura de la guía tomó como referencia los formatos utilizados anteriormente bajo el esquema de cuidados básicos del operador (OBC), en los cuales se empleaban listas estructuradas de verificación para recopilar información relacionada con la condición de los equipos. Asimismo, para su elaboración se retomó la lógica del sistema Intelatrac, utilizado anteriormente en Refinería Managua para la ejecución de inspecciones en campo. Este sistema permitía orientar al operador mediante una secuencia estructurada de verificaciones; sin embargo, debido al vencimiento de la licencia de la aplicación, dejó de utilizarse. A partir de esta experiencia previa se desarrolló una herramienta adaptada a las condiciones actuales de la Unidad 100 y a las necesidades identificadas durante el presente estudio.

La guía desarrollada permitió registrar, de manera sistemática, los valores observados para las variables críticas, así como información relacionada con el estado general de las bombas durante cada recorrido de inspección. De esta manera, además de disponer de valores numéricos para su posterior análisis, se incorporó información cualitativa que puede contribuir a identificar condiciones anormales que no necesariamente son detectadas mediante la instrumentación disponible.

Los formatos utilizados para la recopilación de información de campo se presentan en el Anexo A. En ellos se establecieron los campos correspondientes a la identificación de la bomba, fecha de inspección, variables operativas, valores registrados y observaciones del operador. Esta

estructura permitió mantener la trazabilidad de las mediciones y facilitar su posterior incorporación al archivo de análisis de tendencias.

La recopilación manual de información se complementó con los datos disponibles en el sistema de control distribuido DeltaV. Mientras las inspecciones de campo permitieron obtener información directa sobre las condiciones observadas por los operadores, el sistema de control proporcionó registros históricos de aquellas variables que contaban con instrumentación e historización. La utilización conjunta de ambas fuentes permitió ampliar la cobertura del seguimiento y establecer una base de información más completa para el análisis del comportamiento de las bombas.

V.3.2. Archivo de análisis de tendencias

Como segunda herramienta se desarrolló un archivo destinado al procesamiento y análisis de la información recopilada durante el seguimiento de las bombas. El archivo fue estructurado en Excel y permitió organizar los registros obtenidos mediante las inspecciones de campo, complementándolos con los datos provenientes del sistema DeltaV.

Los datos digitales obtenidos del sistema de control distribuido se registraron automáticamente en intervalos de diez segundos para las variables que disponían de historización. Esta resolución temporal permitió disponer de una cantidad suficiente de información para analizar el comportamiento de las variables, identificar fluctuaciones y reconocer cambios sostenidos que pudieran pasar desapercibidos mediante observaciones puntuales.

El archivo de análisis permitió representar gráficamente las variables monitoreadas y compararlas con los límites operativos previamente establecidos. A partir de esta comparación fue posible identificar períodos en los cuales los parámetros se mantuvieron dentro de su ventana normal de operación, así como condiciones de desviación que requerían una revisión adicional. Las tendencias permitieron, por tanto, analizar no solamente el valor puntual de una variable, sino también su comportamiento a lo largo del tiempo.

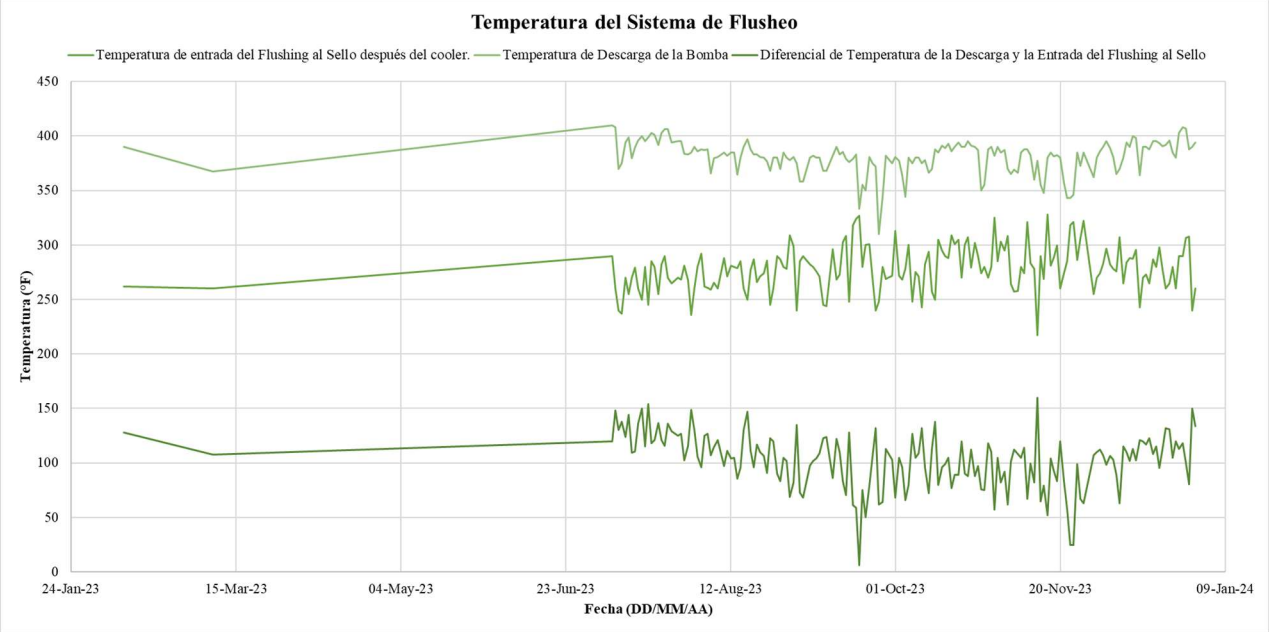
De manera complementaria, el archivo permitió relacionar los registros de campo con las tendencias obtenidas del sistema DeltaV. Esta integración resultó particularmente importante en aquellos casos en los que una desviación podía ser identificada inicialmente mediante el

comportamiento histórico de una variable y posteriormente verificada mediante una inspección física del equipo.

Un ejemplo de la utilidad de esta integración se presentó en el seguimiento del sistema de enfriamiento de los sellos. Las tendencias permitieron identificar una disminución en el diferencial de temperatura del sistema, condición que fue posteriormente evaluada en campo y asociada con la necesidad de realizar inspección y limpieza. La intervención permitió atender la condición antes de que evolucionara hacia un problema de sobrecalentamiento del sistema. El comportamiento observado se presenta en la Figura 9.

Figura 9.

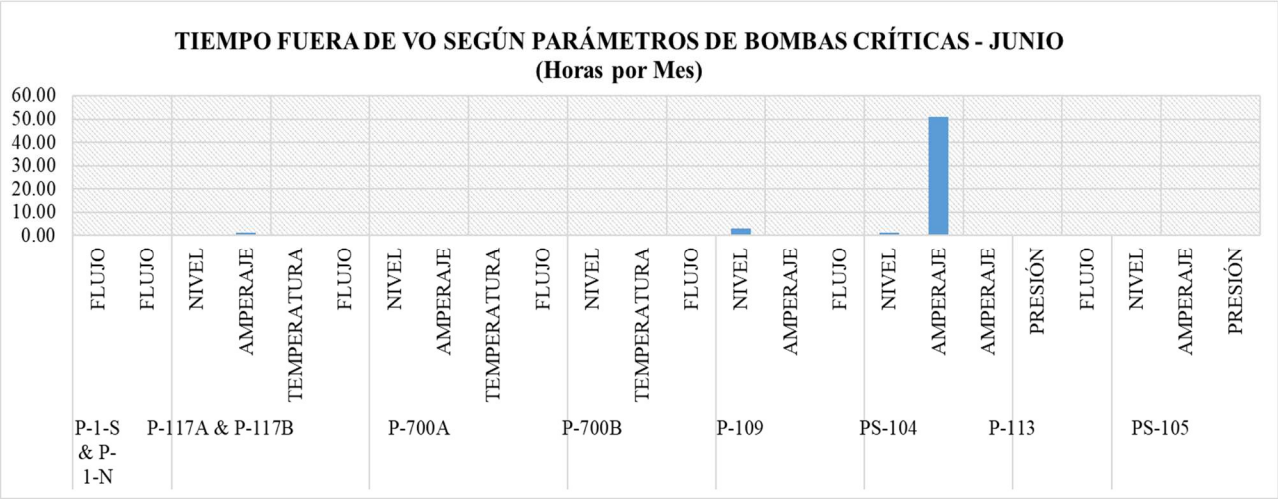
Tendencias del Sistema de Enfriamiento y Limpieza del sello.



Asimismo, el archivo permitió identificar parámetros que se encontraban fuera de la ventana operativa establecida, facilitando su seguimiento y evaluación posterior. Un ejemplo de estas tendencias se presenta en la Figura 8, donde se observa el comportamiento de una variable respecto de los límites definidos para la operación de la bomba.

Figura 10.

Tendencias de parámetro fuera de ventana operativa en el sistema DeltaV.



De esta manera, las herramientas desarrolladas no se limitaron al registro de valores operativos, sino que permitieron establecer una metodología de seguimiento basada en la recopilación sistemática, almacenamiento, visualización y análisis de información. La combinación de los registros obtenidos directamente por los operadores con la información histórica disponible en DeltaV proporcionó una base para la identificación temprana de desviaciones y para la toma de decisiones relacionadas con la inspección, mantenimiento y seguimiento de las bombas centrífugas.

V.4. Frecuencia de seguimiento según criticidad

En cumplimiento del cuarto objetivo específico, se estableció una frecuencia de seguimiento diferenciada para las bombas centrífugas seleccionadas, tomando como criterio principal la criticidad de cada equipo dentro del proceso productivo. La definición de esta frecuencia tuvo como propósito establecer una distribución organizada de los recursos destinados al monitoreo, priorizando aquellos equipos cuya condición pudiera representar un mayor impacto sobre la continuidad y confiabilidad de la operación.

Para establecer los niveles de criticidad se llevaron a cabo reuniones técnicas con la participación del departamento de confiabilidad, el departamento técnico y el departamento de proceso. Durante estas sesiones se analizaron las condiciones operativas de las bombas y su importancia dentro del proceso, considerando como criterios de evaluación la frecuencia de falla, el impacto operacional, el costo asociado a la reparación y el tiempo medio entre reparaciones o

fallas (MTBR). La consideración conjunta de estos factores permitió diferenciar los equipos de acuerdo con el nivel de atención requerido.

A partir de la evaluación realizada se establecieron tres categorías de criticidad: crítica, esencial y no esencial. A cada categoría se le asignó una frecuencia de seguimiento en campo, de manera que los equipos con mayor nivel de criticidad recibieran una supervisión más frecuente.

Tabla 7.

Clasificación de las bombas según nivel de criticidad y frecuencia de seguimiento.

Nivel de Criticidad	Frecuencia de Seguimiento
Críticas	Diario
Esenciales	Dos veces por semana
No Esenciales	Semanal

Las bombas clasificadas como críticas fueron asignadas a un seguimiento diario debido a que una desviación en su condición operativa podría generar consecuencias relevantes sobre la continuidad del proceso. La frecuencia establecida permite disponer de información actualizada sobre su comportamiento y facilita la detección temprana de cambios en las variables monitoreadas.

Para las bombas clasificadas como esenciales se estableció un seguimiento de dos veces por semana. Esta frecuencia permite mantener una supervisión periódica de sus condiciones operativas, considerando que, aunque su impacto sobre el proceso es relevante, el nivel de atención requerido es inferior al de los equipos clasificados como críticos.

Finalmente, las bombas clasificadas como no esenciales fueron asignadas a una frecuencia semanal. En estos equipos, el seguimiento establecido permite mantener un registro periódico de sus condiciones sin requerir la misma intensidad de monitoreo asignada a los equipos de mayor criticidad.

La frecuencia de seguimiento establecida no sustituye la supervisión operacional rutinaria ni las acciones de mantenimiento correspondientes, sino que constituye un mecanismo adicional para organizar la recopilación sistemática de información. En caso de identificarse una desviación

significativa durante una inspección o mediante el análisis de tendencias, la frecuencia de seguimiento puede complementarse con una evaluación específica del equipo, independientemente de la categoría de criticidad asignada.

La aplicación de este esquema permitió establecer un criterio uniforme para la planificación de las inspecciones de campo y evitar que todos los equipos fueran sometidos a una frecuencia de seguimiento idéntica. De esta forma, los recursos disponibles para la recopilación y análisis de información pueden concentrarse en aquellos equipos que presentan una mayor relevancia para la continuidad del proceso, manteniendo al mismo tiempo un seguimiento periódico de las bombas de menor criticidad.

En este sentido, la clasificación por criticidad constituye el elemento que vincula la evaluación del riesgo operacional con la ejecución práctica del sistema de monitoreo. La definición de una frecuencia diferenciada permite que la información recopilada tenga una periodicidad coherente con la importancia de cada equipo y proporciona una base organizada para la toma de decisiones relacionadas con su seguimiento.

V.5. Integración del sistema de monitoreo propuesto

Los resultados obtenidos en los cuatro objetivos específicos permitieron integrar los diferentes elementos necesarios para establecer una herramienta estructurada de seguimiento de las variables operativas de las bombas centrífugas de la Unidad 100. La propuesta desarrollada no se limita a la recopilación aislada de parámetros de operación, sino que articula la definición de variables críticas y sus límites, la identificación de las capacidades existentes de instrumentación y alarmas, las herramientas para la recopilación y análisis de información y la frecuencia de seguimiento determinada a partir de la criticidad de los equipos.

El primer componente del sistema corresponde a la definición de las variables críticas y sus límites permisibles, mediante la cual se establecieron los parámetros que deben ser objeto de seguimiento y los valores de referencia que permiten evaluar la condición operativa de cada bomba. Esta etapa constituye la base técnica del sistema, debido a que permite establecer qué variables deben ser monitoreadas y bajo qué criterios debe interpretarse su comportamiento.

El segundo componente corresponde al inventario de instrumentación, historización y alarmas disponibles en el sistema DeltaV. El levantamiento realizado permitió determinar qué

variables cuentan actualmente con medición e información histórica, cuáles poseen alarmas configuradas y cuáles requieren mecanismos complementarios de seguimiento. Esta evaluación permitió identificar oportunidades de mejora y establecer la necesidad de complementar las funciones existentes del sistema de control con herramientas adicionales de monitoreo.

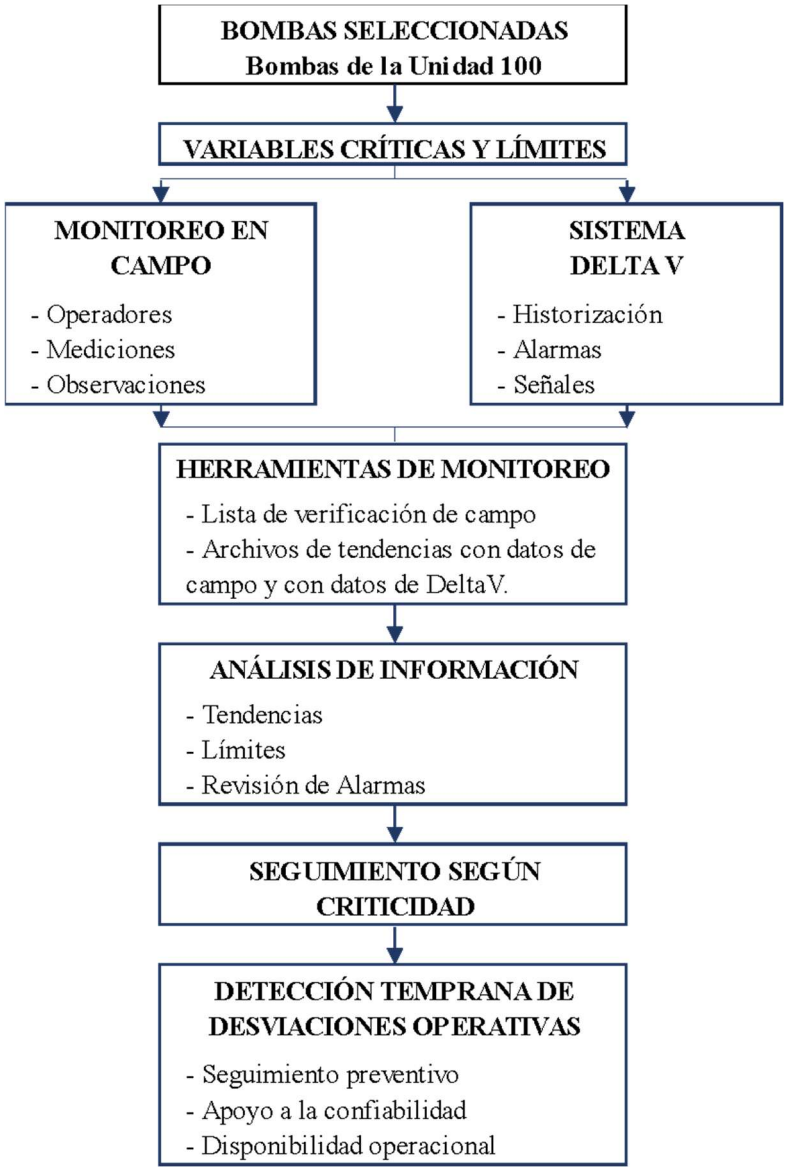
El tercer componente está constituido por las herramientas de recopilación y análisis de información desarrolladas durante el estudio. La guía de campo permite estandarizar la toma de lecturas y observaciones realizadas por los operadores, mientras que el archivo de análisis de tendencias permite procesar la información y relacionarla con los datos históricos provenientes del sistema DeltaV. La utilización conjunta de ambas fuentes permite disponer de información tanto puntual como histórica sobre el comportamiento de las variables críticas.

El cuarto componente corresponde a la frecuencia de seguimiento definida según la criticidad de cada bomba. Esta clasificación permitió establecer diferentes niveles de periodicidad para las inspecciones de campo, priorizando los equipos críticos y esenciales sin descuidar el seguimiento de aquellos clasificados como no esenciales. De esta manera, la frecuencia de monitoreo se relaciona directamente con la importancia del equipo dentro del proceso y con las consecuencias potenciales asociadas a una desviación de su condición operativa.

La integración de estos componentes puede representarse mediante el esquema mostrado en la Figura X, en el cual se observa la relación entre las bombas seleccionadas, las variables críticas, las fuentes de información, las herramientas de monitoreo, el análisis de tendencias y la frecuencia de seguimiento.

Figura 11.

Integración del sistema estructurado de seguimiento de las bombas centrífugas.



El funcionamiento del sistema inicia con la identificación de las bombas y las variables críticas que deben ser monitoreadas. Posteriormente, la información es obtenida mediante dos fuentes principales: las inspecciones realizadas por los operadores en campo y los registros disponibles en el sistema DeltaV. Los datos recopilados son incorporados al esquema de seguimiento y procesados mediante el archivo de análisis de tendencias, donde se comparan con los límites operativos establecidos.

Cuando se identifica una desviación respecto de los parámetros definidos, esta puede ser sometida a una evaluación adicional mediante la revisión de tendencias, la inspección física del equipo y la verificación de las condiciones del proceso. Este mecanismo permite orientar las acciones de mantenimiento hacia la condición observada del equipo y favorecer la programación de intervenciones antes de que una desviación evolucione hacia una condición de falla.

La aplicación del sistema permitió observar casos en los cuales el análisis de las variables monitoreadas facilitó la identificación anticipada de condiciones anormales. Entre estos se encuentra el comportamiento observado en el sistema de enfriamiento de los sellos, donde la disminución del diferencial de temperatura permitió programar actividades de inspección y limpieza antes de que la condición generara un deterioro mayor. Asimismo, el seguimiento de las variables operativas permitió identificar condiciones relacionadas con el comportamiento de rodamientos y sellos mecánicos en equipos como las bombas P-109 y PS-104, en las cuales se identificaron oportunidades de mejora en el sistema de acondicionamiento.

De manera complementaria, el seguimiento de las condiciones operativas permitió evaluar el comportamiento de los equipos respecto de los eventos de mantenimiento registrados. Durante el período de aplicación del sistema, el MTBR promedio pasó de 126 a 181, equivalente a un incremento aproximado de 43.7 %. Este resultado constituye un indicador favorable del comportamiento de los equipos durante el período evaluado y respalda la utilidad del seguimiento sistemático de las variables operativas como herramienta de apoyo para la gestión de mantenimiento. No obstante, este comportamiento debe interpretarse en conjunto con las demás condiciones operativas y de mantenimiento presentes durante el período de estudio, por lo que no se atribuye exclusivamente al sistema de monitoreo.

Asimismo, durante el período de seguimiento se observó una disminución aproximada del 45 % en los eventos asociados a sobrecalentamiento. Las tendencias de temperatura de los sistemas de enfriamiento permitieron identificar disminuciones en el diferencial térmico y facilitaron la programación de actividades de limpieza y ajuste. Estas acciones contribuyeron a intervenir las condiciones detectadas antes de que evolucionaran hacia problemas de mayor magnitud.

Otro efecto observado fue una mayor capacidad para programar oportunamente determinadas actividades de mantenimiento y gestionar los recursos y repuestos asociados a los equipos monitoreados. La disponibilidad de información histórica y de registros de campo permitió

contar con mayores elementos para valorar la condición de las bombas antes de programar una intervención, reduciendo la dependencia de acciones exclusivamente correctivas.

En conjunto, los resultados obtenidos muestran que la integración de variables críticas, límites operativos, instrumentación, alarmas, registros de campo, análisis de tendencias y frecuencias de seguimiento permite transformar información operacional dispersa en un esquema organizado de vigilancia de la condición de las bombas. La herramienta propuesta proporciona, por tanto, una metodología que facilita la identificación de desviaciones, el seguimiento de su evolución y la toma de decisiones de mantenimiento con base en información operacional.

De esta manera, los cuatro objetivos específicos se articulan en una única herramienta estructurada de seguimiento: la definición de variables y límites establece qué debe vigilarse; el inventario de instrumentación y alarmas determina con qué información se cuenta; las herramientas desarrolladas establecen cómo se recopila y analiza dicha información; y la criticidad define con qué frecuencia debe realizarse el seguimiento.

Por lo anterior, la integración de estos elementos permite dar cumplimiento al objetivo general de diseñar una herramienta estructurada de seguimiento de variables operativas orientada a fortalecer la confiabilidad operacional y contribuir al aumento de la disponibilidad de las bombas centrífugas de la Unidad 100 de Refinería Managua. El sistema propuesto establece una metodología reproducible que puede ser utilizada como base para ampliar progresivamente el seguimiento hacia otras bombas de la unidad y fortalecer la gestión de mantenimiento basada en la condición operativa de los equipos.

VI. CONCLUSIONES

1. Se definieron las variables críticas y los límites permisibles para la operación de las bombas centrífugas de la Unidad 100, considerando las condiciones reales del proceso y los criterios técnicos establecidos para los equipos. La identificación de estas variables permitió establecer un marco de referencia para evaluar el comportamiento operativo de las bombas y detectar desviaciones respecto de sus condiciones normales de operación.

2. Se generó un inventario de los instrumentos y alarmas asociados a las bombas centrífugas en el sistema de control distribuido DeltaV, identificándose 25 instrumentos o señales, de los cuales 11 cuentan con al menos una alarma configurada y 14 no presentan alarmas. Este levantamiento permitió determinar las condiciones actuales de historización y cobertura de alarmas, así como identificar oportunidades de mejora en el seguimiento de aquellas variables críticas que no cuentan con mecanismos de alerta suficientes.

3. Se desarrollaron guías estructuradas para la recopilación de información de campo y del sistema de control distribuido, así como herramientas para el registro y análisis de las variables mecánicas y de proceso de las bombas. Estas herramientas permitieron estandarizar la recopilación de datos, mantener la trazabilidad de las mediciones y facilitar el análisis de tendencias para la identificación de desviaciones en las condiciones operativas.

4. Se estableció una frecuencia diferenciada de seguimiento para las bombas de acuerdo con su nivel de criticidad dentro del proceso, definiéndose una frecuencia diaria para las bombas críticas, dos veces por semana para las esenciales y semanal para las no esenciales. Esta clasificación permitió organizar el seguimiento de acuerdo con la relevancia operacional de cada equipo y concentrar los recursos de monitoreo en las bombas con mayor impacto sobre la continuidad del proceso.

5. Se diseñó una herramienta estructurada de seguimiento de variables operativas para las bombas centrífugas de la Unidad 100 de Refinería Managua, integrando la definición de variables críticas y límites permisibles, el inventario de instrumentación y alarmas del sistema DeltaV, las guías de recopilación y análisis de información y la frecuencia de seguimiento según la criticidad de los equipos. La integración de estos componentes proporciona una metodología organizada para el seguimiento de las condiciones operativas, la identificación temprana de desviaciones y el apoyo a la gestión de mantenimiento orientada a fortalecer la confiabilidad operacional y contribuir a la disponibilidad de las bombas.

VII. RECOMENDACIONES

A partir de los hallazgos obtenidos, se proponen las siguientes recomendaciones orientadas a garantizar la sostenibilidad del sistema implementado y potenciar su impacto en la gestión de activos:

1. Se recomienda mantener la aplicación sistemática de las herramientas de monitoreo desarrolladas para las bombas centrífugas de la Unidad 100, incorporando el registro periódico de las variables críticas tanto mediante las inspecciones de campo como mediante la información disponible en el sistema DeltaV. La continuidad del seguimiento permitirá conservar la trazabilidad del comportamiento de los equipos y facilitar la identificación oportuna de desviaciones.
2. Se recomienda revisar y fortalecer la configuración de alarmas asociadas a las variables críticas de las bombas centrífugas, verificando que los límites establecidos sean consistentes con los rangos operativos definidos para cada equipo. Asimismo, se recomienda evaluar la incorporación de instrumentación para aquellas variables críticas cuyo seguimiento depende actualmente de mediciones manuales, priorizando las bombas de mayor criticidad.
3. Se recomienda mantener la frecuencia diferenciada de seguimiento establecida según la criticidad de las bombas, realizando una revisión periódica de esta clasificación con base en el comportamiento operativo y los antecedentes de mantenimiento de los equipos. Cualquier desviación significativa identificada mediante las inspecciones de campo, las alarmas o el análisis de tendencias deberá dar lugar a una evaluación específica de la condición de la bomba, independientemente de la frecuencia de seguimiento establecida.

VIII. REFERENCIAS

Caldas, A., Sales, L., Vinente, K. y Bessa, I. (2016). Sistema de monitorización y control de bombas hidráulicas. [Tesis de pregrado, Universidad Federal do Amazonas]. Congreso Nacional de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles. https://www.researchgate.net/publication/343769226_Um_Sistema_para_Monitoramento_e_Controle_de_Bombas_Hidraulicas

Chin D. (2017) Fluid Mechanics for Engineers, First Edition. Pearson Education

Emerson (2019.) Sistema de control distribuido DeltaV. Obtenido de: https://www.emerson.com/documents/automation/brochure-deltav-dcs-platform-deltav-en-7217850.pdf

Forte Energy Services INC. (s.f.) API 610 CENTRIFUGAL PUMP STANDARD. Obtenido de: https://forteenergyservices.com/about-us/library/centrifugal-pumps/api-610-centrifugal-pump-standard/

Montano, J. (2011) Investigación cuasi experimental. Obtenido de: https://www.lifeder.com/investigacion-cuasi-experimental/

Parra, A. (s.f.) ¿Qué es la investigación cuasi experimental? Obtenido de: https://www.questionpro.com/blog/es/investigacion-cuasi-experimental/

Rivero, A. (2019). Implementación de plan de mantenimiento en bombas centrífugas verticales para aumentar su vida útil, en proyecto de gran minería, Arquipa 2019. [Tesis de pregrado, Escuela Académico Profesional de Ingeniería Mecánica]. Repositorio Continental. https://hdl.handle.net/20.500.12394/8538

Solorzano, R. (2024). Principios de Ingeniería de Bombas Hidráulicas. Obtenido de: https://www.powermotiontech.com/hp-en-espanol/article/21886594/principios-ingenieriles-basicos-bombas-hidraulicas

Defense Acquisition University. (2023). PBL Guidebook (Definiciones de confiabilidad — MTBR) (págs. de métricas de confiabilidad). https://www.dau.edu/sites/default/files/2023-10/Approved%202023%20PBL%20Guidebook%20FINAL.pdf

Villajulca, J. (2011) Introducción a los DCS: Sistemas de Control Distribuido. Obtenido de: https://instrumentacionycontrol.net/introduccion-a-los-dcs-sistemas-de-control-distribuido/

Westreicher, G. (2020) Economipedia.com: Mantenimiento. Obtenido de: https://economipedia.com/definiciones/mantenimiento.html

IX. ANEXOS

A. Formato Intelatrac

Wonderware
IntelaTrac® Printable Rounds Report

Start Date/Time: _____ Performed By: _____
End Date/Time: _____ Approved By: _____

ZSuperuser Test

BOMBAS (CRUDO) RONDA 1 (Rev. 8)

RECIRCULACION DE CRUDO P-1 N

Presione la Flecha hacia a bajo y luego seleccione en VALUE el RECIRCULACION DE CRUDO status de la bomba

- En Servicio / Disponible / En Reparacion

- ☐ En Servicio
- ☐ Disponible
- ☐ En reparacion

? Cual es la Presión de Descarga de la Bomba? (60 - 85 PSIG)

< 60
Condition: warning
Message: 1.Revise en este orden las siguientes condiciones hasta encontrar el Problem
2.- Manometro esta en buen estado?
3.- Condiciones del proceso, (Nivel, Flujo) estan normales?
4.- Realizar limpieza de pascon.
5.- Personal de mantenimiento realice un Diagnostico.
*Enter Note at right

> 85
Condition: warning
Message: 1.Revise en este orden las siguientes condiciones hasta encontrar el Problem
2.- Manometro esta en buen estado?
3.- Condiciones del proceso, (Nivel, Flujo) estan normales?
4.- Personal de mantenimiento realice un Diagnostico.
*Enter Note at right

! Esta la succion alineada completamente?

- ☐ Si
- ☐ No

= "No"
Condition: warning
Message: 1.Revise si existe algun impedimento operacional y comuniquese con el tablerista antes de tomar alguna acción. La valvula debe estar completamente abierta.

		*Enter Note at right
? Toque la bomba e identifique si tiene algun sintoma de vibración?	☐ Si ☐ No	= "Si" Condition: warning Message: 1.El equipo presenta una condición de cuidado. Comuniquese con el supervisor mecanico o analista de vibraciones para su chequeo y seguimiento a las recomendaciones. Si no lo puede contactar comuniquese con su Operador Responsable. *Enter Note at right
? Cual es la temperatura de la balinera de la bomba? (Max- 150 F)		> 150 Condition: warning Message: 1.La Balinera presenta alta temperatura, revise el nivel de aceite y la vibracion. Contacte al mecanico para diagnosticar el problema. *Enter Note at right
? Cual es la temperatura de la balinera del motor? (Max- 150 F)		> 150 Condition: warning Message: 1.La Balinera presenta alta temperatura, revise por vibracion. Contacte al mecanico para diagnosticar el problema y chequee la calidad de la grasa. *Enter Note at right
! La linea de flushing esta taqueada u obstruida?	☐ Si ☐ No	= "Si" Condition: warning Message: 1.Destaquear el sistema. Drenar el ciclon. Si no es posible llame al mecanico inmediatamente. LA FALTA DE FLUSHING EN EL SELLO CAUSARA DAÑOS SEVEROS. *Enter Note at right
! Existe fuga por el sello o por los accesorios para su flusheo?	☐ Si ☐ No	= "Si" Condition: warning Message: 1.Reporte al Operador responsable y al Mecanico para su valoración y diagnostico. Dependiendo de la magnitud y de ser necesario, considere el cambio de bomba si esta en servicio. *Enter Note at right
! Existen fugas por el sistema de lubricación o accesorios?	☐ Si ☐ No	= "Si" Condition: warning Message: 1.Reporte al Operador responsable y

		al Mecanico para su valoración y diagnostico. Dependiendo de la magnitud y de ser necesario considere el cambio de bomba. *Enter Note at right
! Pernos faltantes en tuberias y guardas del acoplamiento?	☐ Si ☐ No	= "Si" Condition: warning Message: 1.Reporte al Operador responsable y al Mecánico para su valoración y diagnóstico. Solicite medición de vibración por personal calificado. Dependiendo de lo encontrado, considere el cambio de bomba para corregir el problema. *Enter Note at right
! Esta el sistema de Oil mist trababajndo correctamente?	☐ Si ☐ No	= "No" Condition: warning Message: 1.Revisar nivel de aceite de la consola y reportar al operador responsable, asegurar que no este taqueado los tubing *Enter Note at right
! Circulacion de aire y rejilla del motor estan bien?	☐ Si ☐ No	= "No" Condition: warning Message: 1.Esto es importante para el enfriamiento del motor. Llame el mecanico inmediatamente. Reporte a su supervisor. Coloque en servicio la bomba de respaldo. *Enter Note at right
! Esta conectado el polo a tierra del Motor?	☐ Si ☐ No	= "No" Condition: warning Message: 1.Reporte al operador responsable y al personal de mantenimiento para conectarlo *Enter Note at right
! Estan instalados los tapones en los drenajes y venteos?	☐ Si ☐ No	= "No" Condition: warning Message: 1.Instalar Tapones y reportar la condicion al Operador responsable. *Enter Note at right

A. Formatos OBC.

ÚLTIMA REVISÓN EN AGOSTO 2022.				
FECHA		STATUS DE LA BOMBA	EN SERVICIO	☐
TURNO			DISPONIBLE	☐
O. CRUDO			EN REPARACIÓN	☐

PUMA ENERGY

BOMBA SRLR A LA UNIDAD (P-1-S)

RONDA 1

MANREF

Actividades	Check list	
1. Cuál es la presión de la descarga de la bomba? (310-350 psi)		
2. Cuál es la temperatura de la balinera de la bomba lado COPLING? (Max - 185 F)		
3. Cuál es la temperatura de la balinera de la bomba lado LIBRE? (Max - 185 F)		
4. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado COPLING? (Max - 185 F)		
5. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado LIBRE? (Max - 185 F)		
6. Esta la succión alineada correctamente?	SI	☐
	NO	☐
7. Toque la bomba e identifique si tiene algun sintoma de vibración?	SI	☐
	NO	☐
8. La linea de flushing esta taqueada u obstruida?	SI	☐
	NO	☐
9. Existe fuga por el sello o por los accesorios para su flusheo?	SI	☐
	NO	☐
10. Existen fugas por el sistema de lubricación o accesorios?	SI	☐
	NO	☐
11. Pernos faltantes en tuberias y guardas del acoplamiento?	SI	☐
	NO	☐
12. Esta el sistema de lubricación Oil mist trabajando correctamente?	SI	☐
	NO	☐
13. Circulacion de aire y rejilla del motor estan bien?	SI	☐
	NO	☐
14. Esta conectado el polo a tierra del Motor?	SI	☐
	NO	☐
15. Estan instalados los tapones en los drenajes y venteos?	SI	☐
	NO	☐
OBSERVACIONES		

ÚLTIMA REVISÓN EN NOVIEMBRE 2022.

FECHA		*STATUS DE LA BOMBA*	*EN SERVICIO*	☐
TURNO			*DISPONIBLE*	☐
O. CRUDO			*EN REPARACIÓN*	☐

BOMBA CRUDO A LA UNIDAD (P-117B)

RONDA 3

Actividades	Check list	
1. Cuál es la presión de succión de la bomba? (100-120 psi)		
2. Cuál es la presión de la descarga de la bomba? (350-370 psi)		
3. Cuál es la temperatura de la balinera de la bomba lado COPLING? (Max - 185 F)		
4. Cuál es la temperatura de la balinera de la bomba lado LIBRE? (Max - 185 F)		
5. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado COPLING? (Max - 185 F)		
6. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado LIBRE? (Max - 185 F)		
7. Esta la succión alineada correctamente?	SI	☐
	NO	☐
8. Toque la bomba e identifique si tiene algun sintoma de vibración?	SI	☐
	NO	☐
9. Esta la linea de flushing obstruida o taqueada?	SI	☐
	NO	☐
10. Existe fuga por el sello o por los accesorios para su flusheo?	SI	☐
	NO	☐
11. Pernos faltantes en tuberias y guardas del acoplamiento?	SI	☐
	NO	☐
12. Circulacion de aire y rejilla del motor estan bien?	SI	☐
	NO	☐
13. Esta conectado el polo a tierra del Motor?	SI	☐
	NO	☐
14. Estan instalados los tapones en los drenajes y venteos?	SI	☐
	NO	☐
15. Esta el sistema de lubricación Oil mist trabajando correctamente?	SI	☐
	NO	☐
16. Existen fugas por el sistema de lubricación Oil mist o accesorios?	SI	☐
	NO	☐
17. Esta el sistema de vapor quench funcionando correctamente (5 psi)?	SI	☐
	NO	☐
18. Indique la temperatura de **ENTRADA** del agua de enfriamiento.		
19. Indique la temperatura de **SALIDA** del agua de enfriamiento.		
20. Indique el diferencial de temperatura del agua de enfriamiento.		
21. Cuál es la temperatura de la **descarga de la bomba**?		
22. Cuál es la temperatura del **flushing al sello despues del cooler**?		
23. Cuál es el diferencial de temperatura del flushing al sello despues del cooler y la descarga de la bomba? (60-200 F)		

OBSERVACIONES

ÚLTIMA REVISÓN EN AGOSTO 2022.				
FECHA		*STATUS DE LA BOMBA*	*EN SERVICIO*	☐
TURNO			*DISPONIBLE*	☐
O. CRUDO			*EN REPARACIÓN*	☐

BOMBA KERODIRSOL (P-700A)

RONDA 3

Actividades	Check list	
1. Cuál es la presión de succión de la bomba? (35-50 psi)		
2. Cuál es la presión de la descarga de la bomba? (330-360 psi)		
3. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado COPLING? (Max - 185 F)		
4. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado LIBRE? (Max - 185 F)		
5. Cuál es la temperatura de la CAJA DE ENGRANAJE? (Max - 160 F)		
6. Indique el amperaje de la bomba **Tome el valor de DELTAV.**		
7. Esta la succión alineada correctamente?	SI	☐
	NO	☐
8. Toque la bomba e identifique si tiene algun sintoma de vibración?	SI	☐
	NO	☐
9. Esta la linea de flushing obstruida o taqueada?	SI	☐
	NO	☐
10. Existe fuga por el sello o por los accesorios para su flusheo?	SI	☐
	NO	☐
11. Pernos faltantes en tuberias y guardas del acoplamiento?	SI	☐
	NO	☐
12. Circulacion de aire y rejilla del motor estan bien?	SI	☐
	NO	☐
13. Esta conectado el polo a tierra del Motor?	SI	☐
	NO	☐
14. Estan instalados los tapones en los drenajes y venteos?	SI	☐
	NO	☐
15. Estan los niveles y la calidad del aceite bien?	SI	☐
	NO	☐
16. Indique la temperatura de **ENTRADA** del agua de enfriamiento.		
17. Indique la temperatura de **SALIDA** del agua de enfriamiento.		
18. Indique el diferencial de temperatura del agua de enfriamiento.		

OBSERVACIONES

ÚLTIMA REVISÓN EN SEPTIEMBRE 2022.				
FECHA		*STATUS DE LA BOMBA*	*EN SERVICIO*	☐
TURNO			*DISPONIBLE*	☐
O. CRUDO			*EN REPARACIÓN*	☐

BOMBA CARGA AL POWER FORMER (P-109)

RONDA 5

Actividades	Check list	
1. Cuál es la presión de succión de la bomba? (170-230 psi)		
2. Cuál es la presión de la descarga de la bomba? (680-700 psi)		
3. Cuál es la presión del aceite? (>25 psi)		
4. Cuál es la presión del fluido de barrera para el sello? (Min= 215 y Max= 245 psi)		
5. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado COPLING? (Max - 185 F)		
6. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado LIBRE? (Max - 185 F)		
7. Cuál es la temperatura de la CAJA DE ENGRANAJE? (Max - 160 F)		
8. Esta la succión descarga alineada correctamente?	SI	☐
	NO	☐
9. Toque la bomba e identifique si tiene algun sintoma de vibración?	SI	☐
	NO	☐
10. Esta la linea de flushing obstruida o taqueada?	SI	☐
	NO	☐
11. Existe fuga por el sello o por los accesorios para su flusheo?	SI	☐
	NO	☐
12. Pernos faltantes en tuberias y guardas del acoplamiento?	SI	☐
	NO	☐
13. Circulacion de aire y rejilla del motor estan bien?	SI	☐
	NO	☐
14. Esta conectado el polo a tierra del Motor?	SI	☐
	NO	☐
15. Estan instalados los tapones en los drenajes y venteos?	SI	☐
	NO	☐
16. Estan los niveles y la calidad del aceite bien?	SI	☐
	NO	☐
17. Cuál es la temperatura ANTES del Platillo de Orificio?		
18. Cuál es la temperatura DESPUÉS del Platillo de Orificio?		
19. Cuál es el diferencial de temperatura en el Platillo de Orificio?(Máx 70 F) En caso de tener un diferencial mayor a 70 avisar al supervisor; posible obstrucción.		

OBSERVACIONES

ÚLTIMA REVISÓN EN SEPTIEMBRE 2022.

FECHA		*STATUS DE LA BOMBA*	*EN SERVICIO*	☐
TURNO			*DISPONIBLE*	☐
O. CRUDO			*EN REPARACIÓN*	☐

BOMBA FONDO T-102 O CARGA AL PWF (PS-104)

MANREF

RONDA 5

Actividades	Check list	
1. Cuál es la presión de succión de la bomba? (170-230 psi)		
2. Cuál es la presión de la descarga de la bomba? (680-700 psi)		
3. Cuál es la presión del aceite? (>25 psi)		
4. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado COPLING? (Max - 185 F)		
5. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado LIBRE? (Max - 185 F)		
6. Cuál es la temperatura de la CAJA DE ENGRANAJE? (Max - 160 F)		
7. Esta la succión descarga alineada correctamente?	SI	☐
	NO	☐
8. Toque la bomba e identifique si tiene algun sintoma de vibración?	SI	☐
	NO	☐
9. Esta la linea de flushing obstruida o taqueada?	SI	☐
	NO	☐
10. Existe fuga por el sello o por los accesorios para su flusheo?	SI	☐
	NO	☐
11. Pernos faltantes en tuberias y guardas del acoplamiento?	SI	☐
	NO	☐
12. Circulacion de aire y rejilla del motor estan bien?	SI	☐
	NO	☐
13. Esta conectado el polo a tierra del Motor?	SI	☐
	NO	☐
14. Estan instalados los tapones en los drenajes y venteos?	SI	☐
	NO	☐
15. Estan los niveles y la calidad del aceite bien?	SI	☐
	NO	☐
16. Indique la temperatura de **ENTRADA** del agua de enfriamiento.		
17. Indique la temperatura de **SALIDA** del agua de enfriamiento.		
18. Indique el diferencial de temperatura del agua de enfriamiento.		

OBSERVACIONES

ÚLTIMA REVISÓN EN AGOSTO 2022.				
FECHA		STATUS DE LA BOMBA	EN SERVICIO	☐
TURNO			DISPONIBLE	☐
O. CRUDO			EN REPARACIÓN	☐

BOMBA PUMP AROUND T-101 (P-160A)

RONDA 3

Actividades	Check list	
1. Cuál es la presión de succión de la bomba? (50-60 psi)		
2. Cuál es la presión de la descarga de la bomba? (75-90 psi)		
3. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado COPLING? (Max - 185 F)		
3. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado LIBRE? (Max - 185 F)		
4. Esta la succión alineada correctamente?	SI	☐
	NO	☐
5. Toque la bomba e identifique si tiene algun sintoma de vibración?	SI	☐
	NO	☐
6. Esta la linea de flushing alineada correctamente?	SI	☐
	NO	☐
7. Existe fuga por el sello o por los accesorios para su flusheo?	SI	☐
	NO	☐
8. Pernos faltantes en tuberias y guardas del acoplamiento?	SI	☐
	NO	☐
9. Circulacion de aire y rejilla del motor estan bien?	SI	☐
	NO	☐
10. Esta conectado el polo a tierra del Motor?	SI	☐
	NO	☐
11. Estan instalados los tapones en los drenajes y venteos?	SI	☐
	NO	☐

OBSERVACIONES

ÚLTIMA REVISÓN EN SEPTIEMBRE 2022.

FECHA		*STATUS DE LA BOMBA*	*EN SERVICIO*	☐
TURNO			*DISPONIBLE*	☐
O. CRUDO			*EN REPARACIÓN*	☐

BOMBA FONDO T-111 (P-203)

RONDA 2

MANREF

Actividades	Check list	
1. Cuál es la presión de la descarga de la bomba? (130-160 psi)		
2. Cuál es la temperatura de la balinera de la bomba lado COPLING? (Max - 200 F)		
3. Cuál es la temperatura de la balinera de la bomba lado LIBRE? (Max - 200 F)		
4. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado COPLING? (Max - 200 F)		
5. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado LIBRE? (Max - 200 F)		
6. Esta la succión alineada correctamente?	SI	☐
	NO	☐
7. Toque la bomba e identifique si tiene algun sintoma de vibración?	SI	☐
	NO	☐
8. Esta la linea de flushing alineada correctamente?	SI	☐
	NO	☐
9. Existe fuga por el sello o por los accesorios para su flusheo?	SI	☐
	NO	☐
10. Existen fugas por el sistema de Oil Mist o accesorios?	SI	☐
	NO	☐
11. Pernos faltantes en tuberias y guardas del acoplamiento?	SI	☐
	NO	☐
12. Esta el sistema de lubricación Oil mist trabajando correctamente?	SI	☐
	NO	☐
13. Circulacion de aire y rejilla del motor estan bien?	SI	☐
	NO	☐
14. Esta conectado el polo a tierra del Motor?	SI	☐
	NO	☐
15. Estan instalados los tapones en los drenajes y venteos?	SI	☐
	NO	☐
16. Esta el sistema de vapor quench funcionando correctamente (5 psi)?	SI	☐
	NO	☐
17. Cuál es la temperatura **ANTES del Platillo de Orificio**?		
18. Cuál es la temperatura **DESPUÉS del Platillo de Orificio**?		
19. Cuál es el diferencial de temperatura **en el Platillo de Orificio**? (Máx 70 F) En caso de tener un diferencial mayor a 70 avisar al supervisor; posible obstrucción.		

OBSERVACIONES

ÚLTIMA REVISÓN EN SEPTIEMBRE 2022.				
FECHA		STATUS DE LA BOMBA	EN SERVICIO	☐
TURNO			DISPONIBLE	☐
O. CRUDO			EN REPARACIÓN	☐

BOMBA LATERAL T-111 (P-204)

RONDA 2

Actividades	Check list	
1. Cuál es la presión de la descarga de la bomba? (120-150 psi)		
2. Cuál es la temperatura de la balinera de la bomba lado COPLING? (Max - 200 F)		
3. Cuál es la temperatura de la balinera de la bomba lado LIBRE? (Max - 200 F)		
4. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado COPLING? (Max - 200 F)		
5. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado LIBRE? (Max - 200 F)		
6. Esta la succión alineada correctamente?	SI	☐
	NO	☐
7. Toque la bomba e identifique si tiene algun sintoma de vibración?	SI	☐
	NO	☐
8. Esta la linea de flushing alineada correctamente?	SI	☐
	NO	☐
9. Existe fuga por el sello o por los accesorios para su flusheo?	SI	☐
	NO	☐
10. Existen fugas por el sistema de lubricación o accesorios?	SI	☐
	NO	☐
11. Pernos faltantes en tuberias y guardas del acoplamiento?	SI	☐
	NO	☐
12. Esta el sistema de lubricación Oil mist trabajando correctamente?	SI	☐
	NO	☐
13. Circulacion de aire y rejilla del motor estan bien?	SI	☐
	NO	☐
14. Esta conectado el polo a tierra del Motor?	SI	☐
	NO	☐
15. Estan instalados los tapones en los drenajes y venteos?	SI	☐
	NO	☐
16. Esta el sistema de vapor quench funcionando correctamente (5 psi)?	SI	☐
	NO	☐
17. Cuál es la temperatura **ANTES del Platillo de Orificio**?		
18. Cuál es la temperatura **DESPUÉS del Platillo de Orificio**?		
19. Cuál es el diferencial de temperatura **en el Platillo de Orificio**? (Máx 70 F) En caso de tener un diferencial mayor a 70 avisar al supervisor; posible obstrucción.		

OBSERVACIONES

ÚLTIMA REVISÓN EN SEPTIEMBRE 2022.

FECHA		*STATUS DE LA BOMBA*	*EN SERVICIO*	☐
TURNO			*DISPONIBLE*	☐
O. CRUDO			*EN REPARACIÓN*	☐

BOMBA FONDO O LATERAL T-111 (PS-201)

RONDA 2

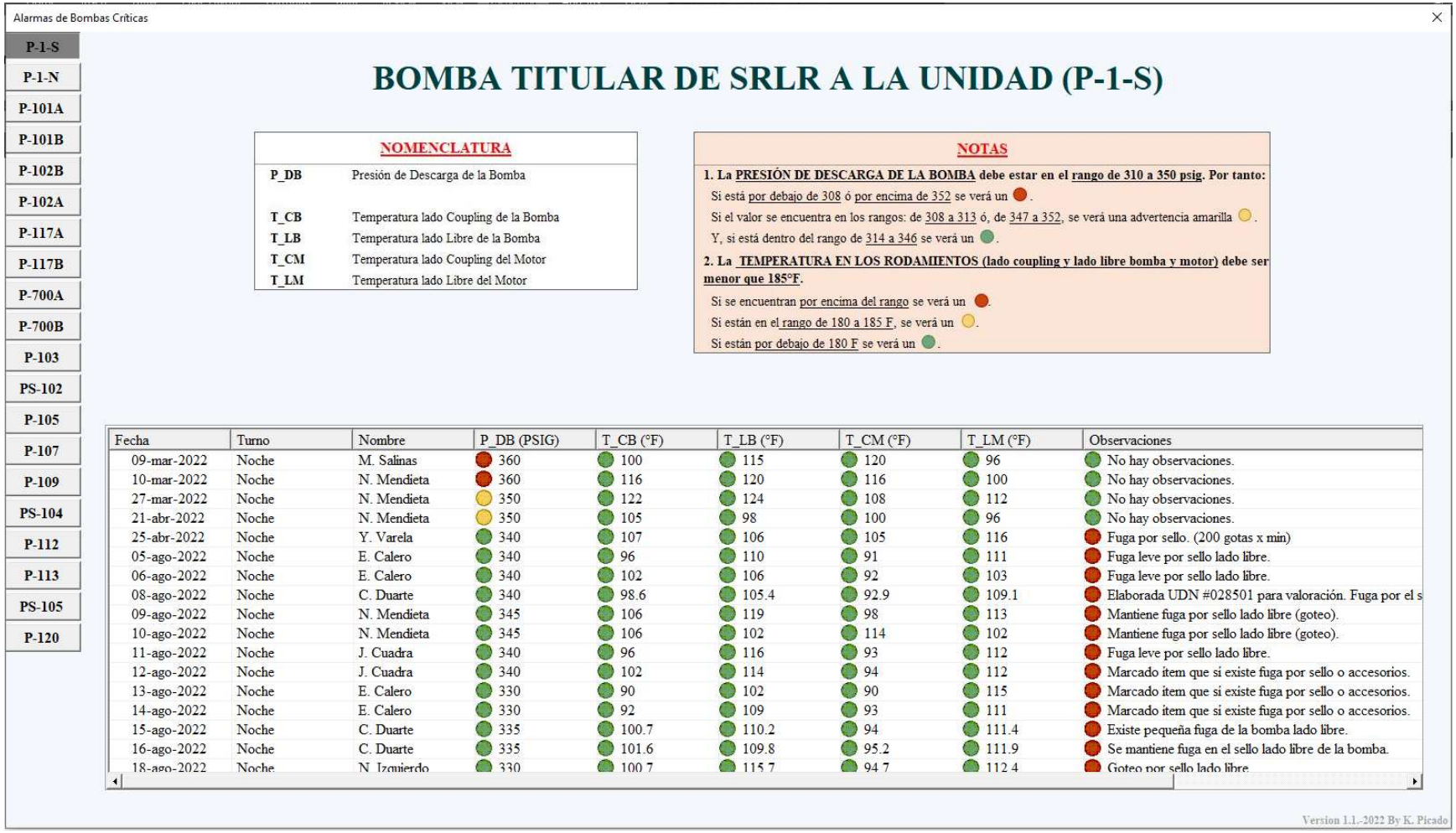
MANREF

Actividades	Check list	
1. Cuál es la presión de la descarga de la bomba? (115-140 psi)		
2. Cuál es la temperatura de la balinera de la bomba lado COPLING? (Max - 200 F)		
3. Cuál es la temperatura de la balinera de la bomba lado LIBRE? (Max - 200 F)		
4. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado COPLING? (Max - 200 F)		
5. Cuál es la temperatura de la balinera del motor lado LIBRE? (Max - 200 F)		
6. Esta la succión alineada correctamente?	SI	☐
	NO	☐
7. Toque la bomba e identifique si tiene algun sintoma de vibración?	SI	☐
	NO	☐
8. Esta la linea de flushing alineada correctamente?	SI	☐
	NO	☐
9. Existe fuga por el sello o por los accesorios para su flusheo?	SI	☐
	NO	☐
10. Existen fugas por el sistema de Oil Mist o accesorios?	SI	☐
	NO	☐
11. Pernos faltantes en tuberias y guardas del acoplamiento?	SI	☐
	NO	☐
12. Esta el sistema de lubricación Oil mist trabajando correctamente?	SI	☐
	NO	☐
13. Circulacion de aire y rejilla del motor estan bien?	SI	☐
	NO	☐
14. Esta conectado el polo a tierra del Motor?	SI	☐
	NO	☐
15. Estan instalados los tapones en los drenajes y venteos?	SI	☐
	NO	☐
16. Esta el sistema de vapor quench funcionando correctamente (5 psi)?	SI	☐
	NO	☐
17. Cuál es la temperatura **ANTES del Platillo de Orificio**?		
18. Cuál es la temperatura **DESPUÉS del Platillo de Orificio**?		
19. Cuál es el diferencial de temperatura **en el Platillo de Orificio**? (Máx 70 F) En caso de tener un diferencial mayor a 70 avisar al supervisor; posible obstrucción.		

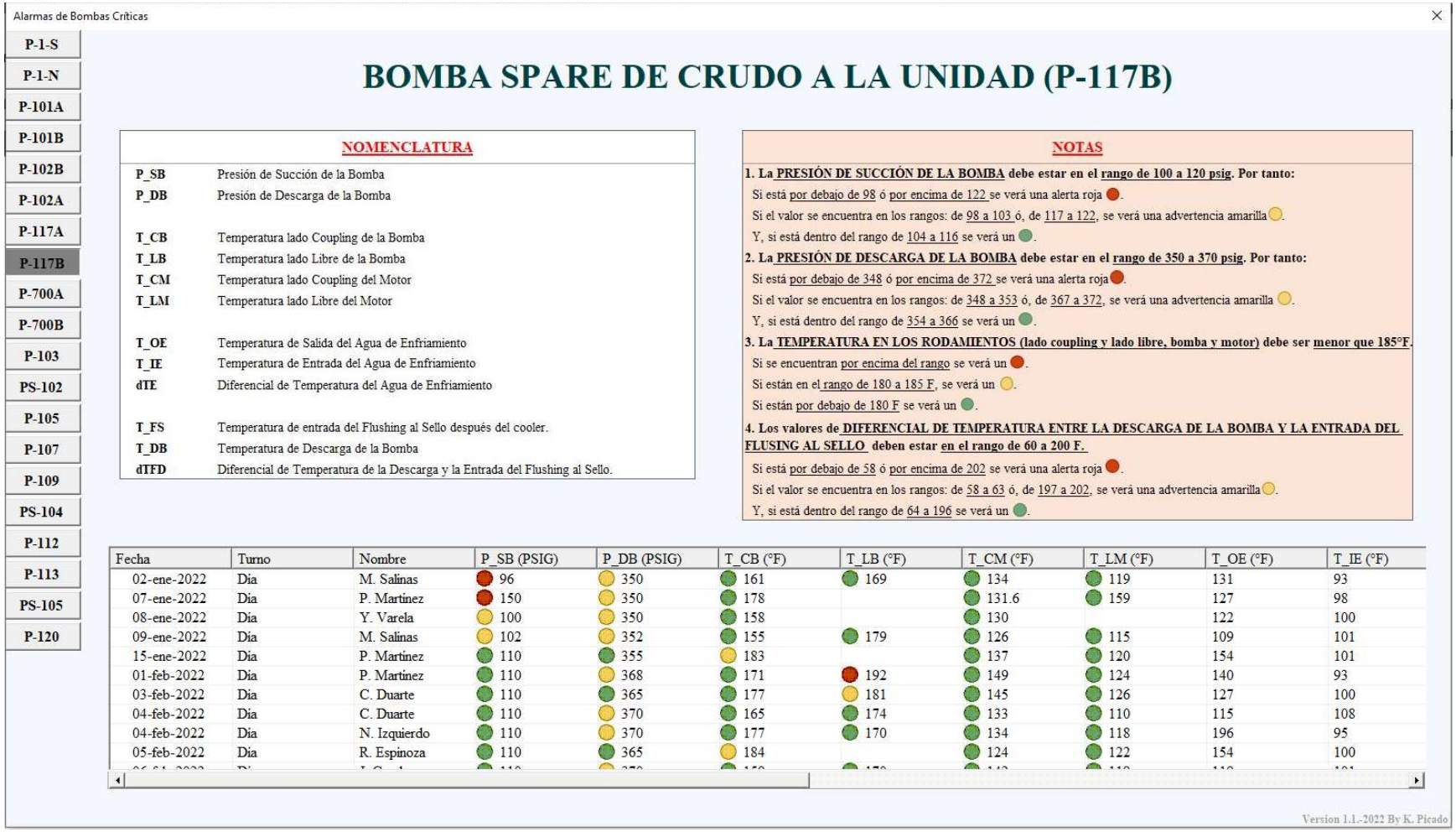
OBSERVACIONES

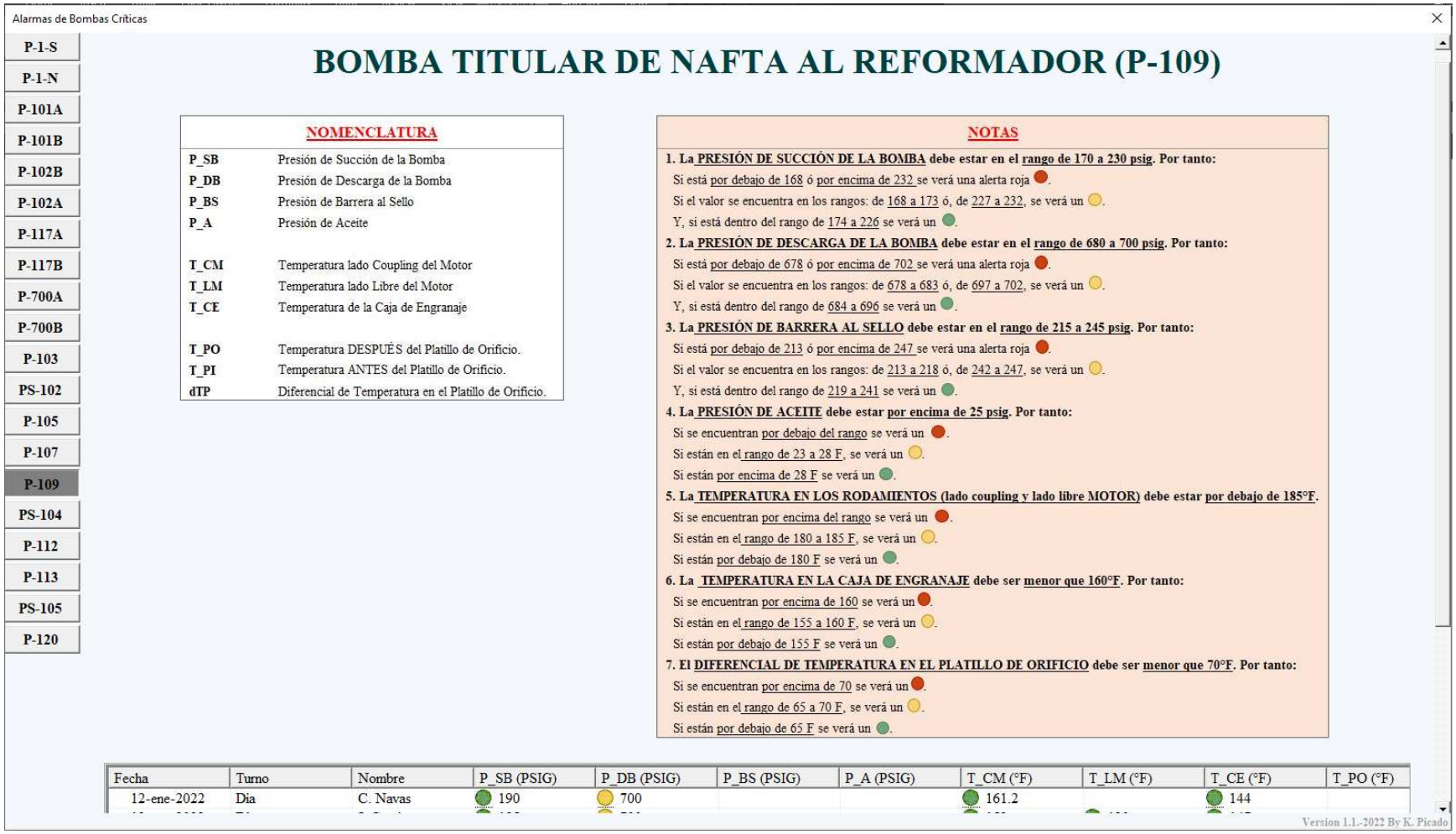
B. Interfaz Base de Datos de OBC de Bombas

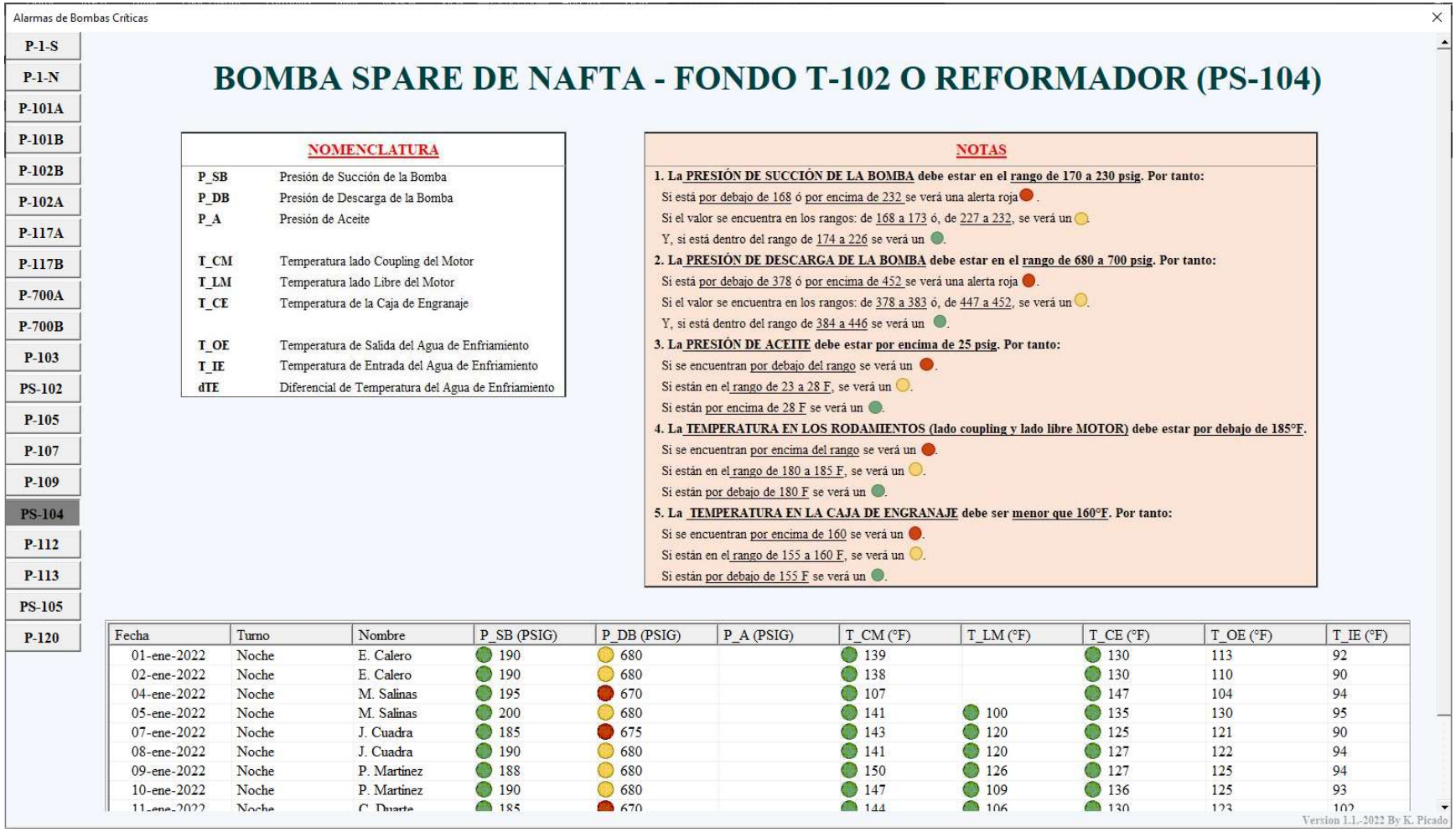


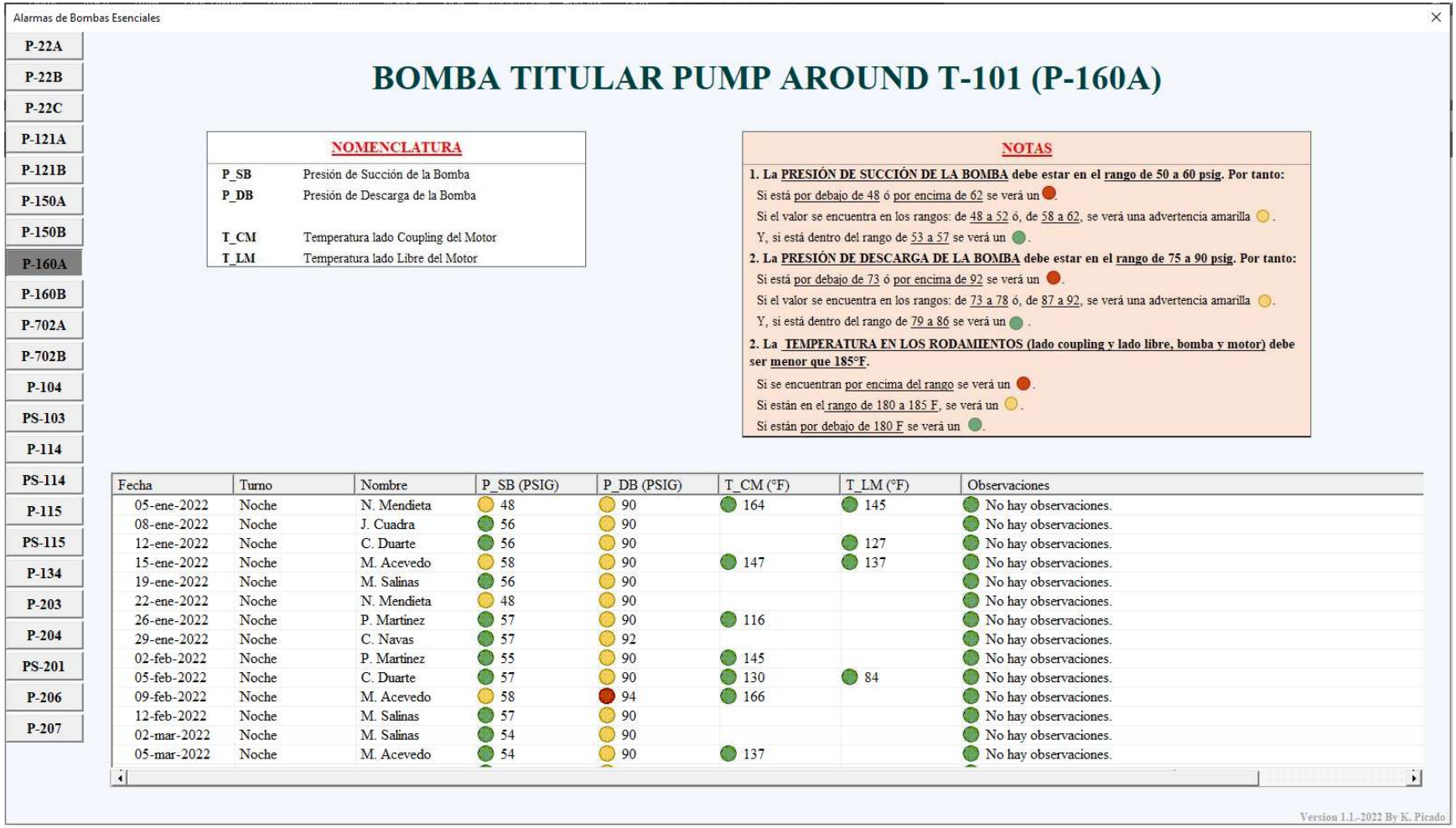


Fecha	Turno	Nombre	P_DB (PSIG)	T_CB (°F)	T_LB (°F)	T_CM (°F)	T_LM (°F)	Observaciones
09-mar-2022	Noche	M. Salinas	360	100	115	120	96	No hay observaciones.
10-mar-2022	Noche	N. Mendieta	360	116	120	116	100	No hay observaciones.
27-mar-2022	Noche	N. Mendieta	350	122	124	108	112	No hay observaciones.
21-abr-2022	Noche	N. Mendieta	350	105	98	100	96	No hay observaciones.
25-abr-2022	Noche	Y. Varela	340	107	106	105	116	Fuga por sello. (200 gotas x min)
05-ago-2022	Noche	E. Calero	340	96	110	91	111	Fuga leve por sello lado libre.
06-ago-2022	Noche	E. Calero	340	102	106	92	103	Fuga leve por sello lado libre.
08-ago-2022	Noche	C. Duarte	340	98.6	105.4	92.9	109.1	Elaborada UDN #028501 para valoración. Fuga por el s
09-ago-2022	Noche	N. Mendieta	345	106	119	98	113	Mantiene fuga por sello lado libre (goteo).
10-ago-2022	Noche	N. Mendieta	345	106	102	114	102	Mantiene fuga por sello lado libre (goteo).
11-ago-2022	Noche	J. Cuadra	340	96	116	93	112	Fuga leve por sello lado libre.
12-ago-2022	Noche	J. Cuadra	340	102	114	94	112	Marcado ítem que sí existe fuga por sello o accesorios.
13-ago-2022	Noche	E. Calero	330	90	102	90	115	Marcado ítem que sí existe fuga por sello o accesorios.
14-ago-2022	Noche	E. Calero	330	92	109	93	111	Marcado ítem que sí existe fuga por sello o accesorios.
15-ago-2022	Noche	C. Duarte	335	100.7	110.2	94	111.4	Existe pequeña fuga de la bomba lado libre.
16-ago-2022	Noche	C. Duarte	335	101.6	109.8	95.2	111.9	Se mantiene fuga en el sello lado libre de la bomba.
18-ago-2022	Noche	N. Izquierdo	330	100.7	115.7	94.7	112.4	Goteo por sello lado libre.

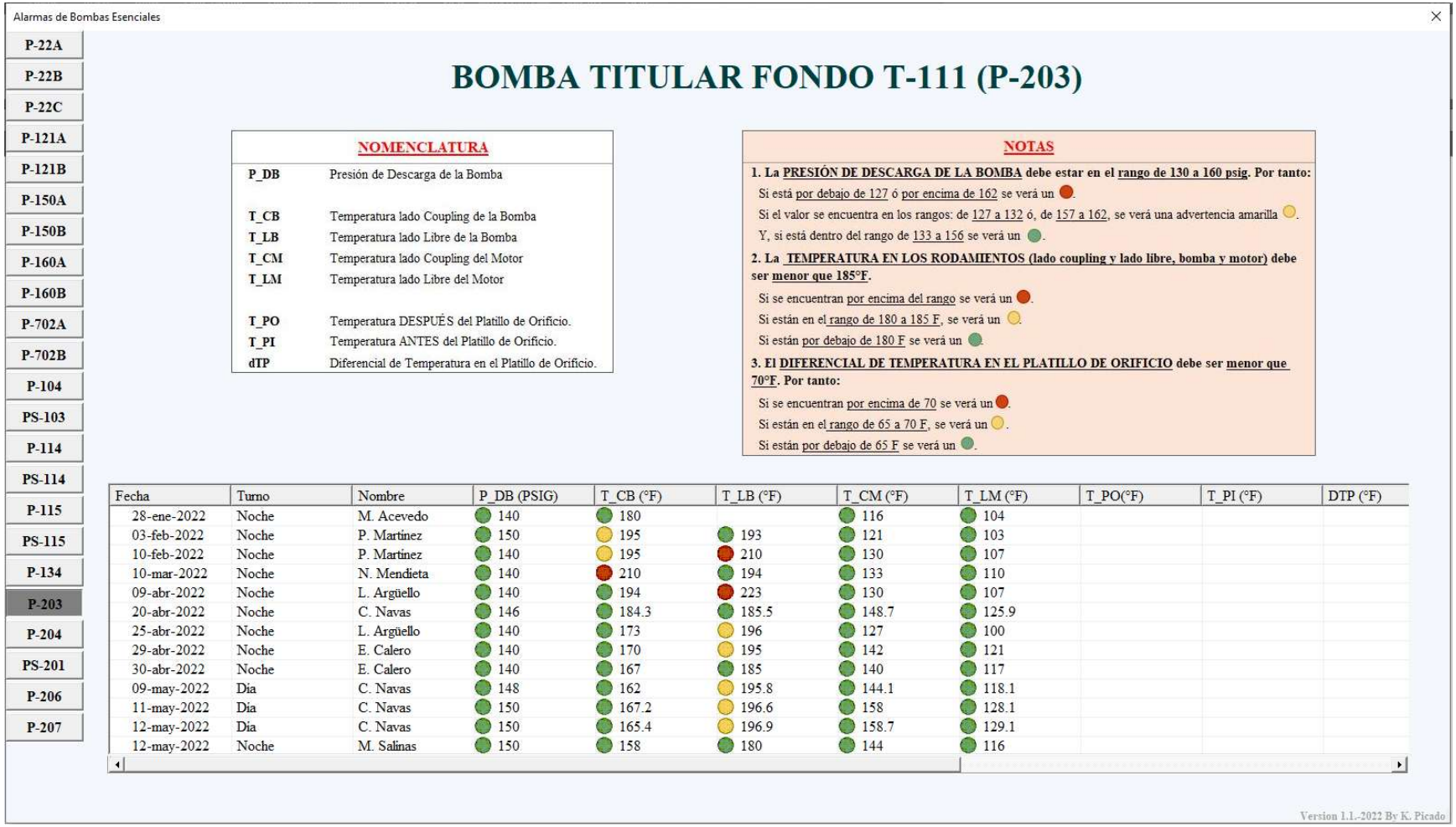

Alarmas de Bombas Críticas
P-1-S
P-1-N
P-101A
P-101B
P-102B
P-102A
P-117A
P-117B
P-700A
P-700B
P-103
PS-102
P-105
P-107
P-109
PS-104
P-112
P-113
PS-105
P-120
BOMBA SPARE DE CRUDO A LA UNIDAD (P-117B)
NOMENCLATURA
P_SB Presión de Succión de la Bomba
P_DB Presión de Descarga de la Bomba
T_CB Temperatura lado Coupling de la Bomba
T_LB Temperatura lado Libre de la Bomba
T_CM Temperatura lado Coupling del Motor
T_LM Temperatura lado Libre del Motor
T_OE Temperatura de Salida del Agua de Enfriamiento
T_IE Temperatura de Entrada del Agua de Enfriamiento
dTE Diferencial de Temperatura del Agua de Enfriamiento
T_FS Temperatura de entrada del Flushing al Sello después del cooler.
T_DB Temperatura de Descarga de la Bomba
dTFD Diferencial de Temperatura de la Descarga y la Entrada del Flushing al Sello.
NOTAS
1. La PRESIÓN DE SUCCIÓN DE LA BOMBA debe estar en el rango de 100 a 120 psig. Por tanto:
Si está por debajo de 98 ó por encima de 122 se verá una alerta roja.
Si el valor se encuentra en los rangos: de 98 a 103 ó, de 117 a 122, se verá una advertencia amarilla.
Y, si está dentro del rango de 104 a 116 se verá un.
2. La PRESIÓN DE DESCARGA DE LA BOMBA debe estar en el rango de 350 a 370 psig. Por tanto:
Si está por debajo de 348 ó por encima de 372 se verá una alerta roja.
Si el valor se encuentra en los rangos: de 348 a 353 ó, de 367 a 372, se verá una advertencia amarilla.
Y, si está dentro del rango de 354 a 366 se verá un.
3. La TEMPERATURA EN LOS RODAMIENTOS (lado coupling y lado libre, bomba y motor) debe ser menor que 185°F.
Si se encuentran por encima del rango se verá un.
Si están en el rango de 180 a 185 F, se verá un.
Si están por debajo de 180 F se verá un.
4. Los valores de DIFERENCIAL DE TEMPERATURA ENTRE LA DESCARGA DE LA BOMBA Y LA ENTRADA DEL FLUSING AL SELLO deben estar en el rango de 60 a 200 F.
Si está por debajo de 58 ó por encima de 202 se verá una alerta roja.
Si el valor se encuentra en los rangos: de 58 a 63 ó, de 197 a 202, se verá una advertencia amarilla.
Y, si está dentro del rango de 64 a 196 se verá un.
Fecha | Turno | Nombre | P_SB (PSIG) | P_DB (PSIG) | T_CB (°F) | T_LB (°F) | T_CM (°F) | T_LM (°F) | T_OE (°F) | T_IE (°F)
02-ene-2022 | Dia | M. Salinas | 96 | 350 | 161 | 169 | 134 | 119 | 131 | 93
07-ene-2022 | Dia | P. Martinez | 150 | 350 | 178 | | 131.6 | 159 | 127 | 98
08-ene-2022 | Dia | Y. Varela | 100 | 350 | 158 | | 130 | | 122 | 100
09-ene-2022 | Dia | M. Salinas | 102 | 352 | 155 | 179 | 126 | 115 | 109 | 101
15-ene-2022 | Dia | P. Martinez | 110 | 355 | 183 | | 137 | 120 | 154 | 101
01-feb-2022 | Dia | P. Martinez | 110 | 368 | 171 | 192 | 149 | 124 | 140 | 93
03-feb-2022 | Dia | C. Duarte | 110 | 365 | 177 | 181 | 145 | 126 | 127 | 100
04-feb-2022 | Dia | C. Duarte | 110 | 370 | 165 | 174 | 133 | 110 | 115 | 108
04-feb-2022 | Dia | N. Izquierdo | 110 | 370 | 177 | 170 | 134 | 118 | 196 | 95
05-feb-2022 | Dia | R. Espinoza | 110 | 365 | 184 | | 124 | 122 | 154 | 100
Version 1.1.-2022 By K. Picado


Alarmas de Bombas Criticas
P-1-S
P-1-N
P-101A
P-101B
P-102B
P-102A
P-117A
P-117B
P-700A
P-700B
P-103
PS-102
P-105
P-107
P-109
PS-104
P-112
P-113
PS-105
P-120
BOMBA TITULAR DE NAFTA AL REFORMADOR (P-109)
NOMENCLATURA
P_SB Presión de Succión de la Bomba
P_DB Presión de Descarga de la Bomba
P_BS Presión de Barrera al Sello
P_A Presión de Aceite
T_CM Temperatura lado Coupling del Motor
T_LM Temperatura lado Libre del Motor
T_CE Temperatura de la Caja de Engranaje
T_PO Temperatura DESPUÉS del Platillo de Orificio.
T_PI Temperatura ANTES del Platillo de Orificio.
dTP Diferencial de Temperatura en el Platillo de Orificio.
NOTAS
1. La PRESIÓN DE SUCCIÓN DE LA BOMBA debe estar en el rango de 170 a 230 psig. Por tanto:
Si está por debajo de 168 ó por encima de 232 se verá una alerta roja.
Si el valor se encuentra en los rangos: de 168 a 173 ó, de 227 a 232, se verá un.
Y, si está dentro del rango de 174 a 226 se verá un.
2. La PRESIÓN DE DESCARGA DE LA BOMBA debe estar en el rango de 680 a 700 psig. Por tanto:
Si está por debajo de 678 ó por encima de 702 se verá una alerta roja.
Si el valor se encuentra en los rangos: de 678 a 683 ó, de 697 a 702, se verá un.
Y, si está dentro del rango de 684 a 696 se verá un.
3. La PRESIÓN DE BARRERA AL SELLO debe estar en el rango de 215 a 245 psig. Por tanto:
Si está por debajo de 213 ó por encima de 247 se verá una alerta roja.
Si el valor se encuentra en los rangos: de 213 a 218 ó, de 242 a 247, se verá un.
Y, si está dentro del rango de 219 a 241 se verá un.
4. La PRESIÓN DE ACEITE debe estar por encima de 25 psig. Por tanto:
Si se encuentran por debajo del rango se verá un.
Si están en el rango de 23 a 28 F, se verá un.
Si están por encima de 28 F se verá un.
5. La TEMPERATURA EN LOS RODAMIENTOS (lado coupling y lado libre MOTOR) debe estar por debajo de 185°F.
Si se encuentran por encima del rango se verá un.
Si están en el rango de 180 a 185 F, se verá un.
Si están por debajo de 180 F se verá un.
6. La TEMPERATURA EN LA CAJA DE ENGRANAJE debe ser menor que 160°F. Por tanto:
Si se encuentran por encima de 160 se verá un.
Si están en el rango de 155 a 160 F, se verá un.
Si están por debajo de 155 F se verá un.
7. El DIFERENCIAL DE TEMPERATURA EN EL PLATILLO DE ORIFICIO debe ser menor que 70°F. Por tanto:
Si se encuentran por encima de 70 se verá un.
Si están en el rango de 65 a 70 F, se verá un.
Si están por debajo de 65 F se verá un.
Fecha
Turno
Nombre
P_SB (PSIG)
P_DB (PSIG)
P_BS (PSIG)
P_A (PSIG)
T_CM (°F)
T_LM (°F)
T_CE (°F)
T_PO (°F)
12-ene-2022
Dia
C. Navas
190
700
161.2
144
Version 1.1.-2022 By K. Picado

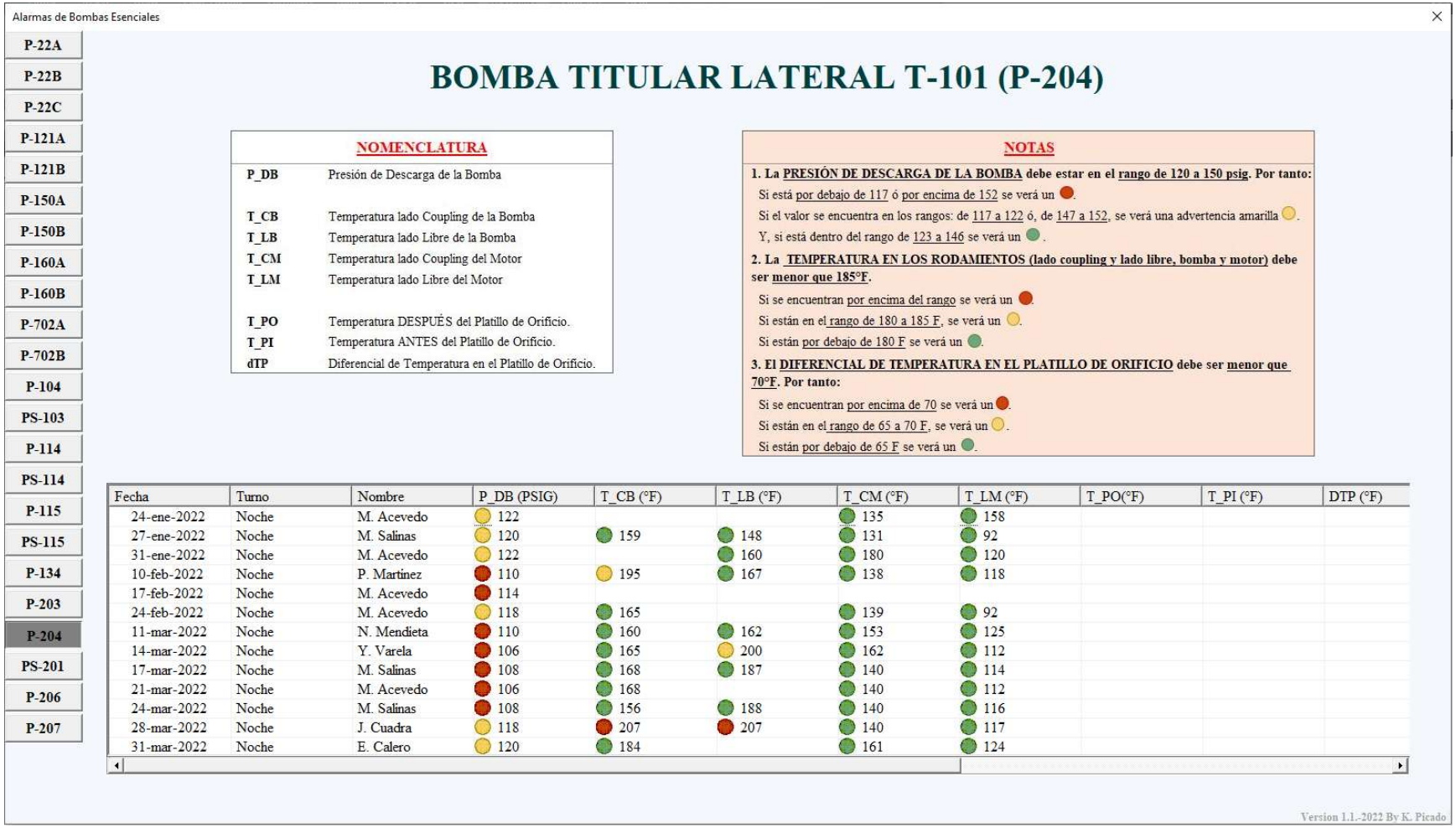

Alarmas de Bombas Críticas
P-1-S
P-1-N
P-101A
P-101B
P-102B
P-102A
P-117A
P-117B
P-700A
P-700B
P-103
PS-102
P-105
P-107
P-109
PS-104
P-112
P-113
PS-105
P-120
BOMBA SPARE DE NAFTA - FONDO T-102 O REFORMADOR (PS-104)
NOMENCLATURA
P_SB Presión de Succión de la Bomba
P_DB Presión de Descarga de la Bomba
P_A Presión de Aceite
T_CM Temperatura lado Coupling del Motor
T_LM Temperatura lado Libre del Motor
T_CE Temperatura de la Caja de Engranaje
T_OE Temperatura de Salida del Agua de Enfriamiento
T_IE Temperatura de Entrada del Agua de Enfriamiento
dTE Diferencial de Temperatura del Agua de Enfriamiento
NOTAS
1. La PRESIÓN DE SUCCIÓN DE LA BOMBA debe estar en el rango de 170 a 230 psig. Por tanto:
Si está por debajo de 168 ó por encima de 232 se verá una alerta roja.
Si el valor se encuentra en los rangos: de 168 a 173 ó, de 227 a 232, se verá un.
Y, si está dentro del rango de 174 a 226 se verá un.
2. La PRESIÓN DE DESCARGA DE LA BOMBA debe estar en el rango de 680 a 700 psig. Por tanto:
Si está por debajo de 378 ó por encima de 452 se verá una alerta roja.
Si el valor se encuentra en los rangos: de 378 a 383 ó, de 447 a 452, se verá un.
Y, si está dentro del rango de 384 a 446 se verá un.
3. La PRESIÓN DE ACEITE debe estar por encima de 25 psig. Por tanto:
Si se encuentran por debajo del rango se verá un.
Si están en el rango de 23 a 28 F, se verá un.
Si están por encima de 28 F se verá un.
4. La TEMPERATURA EN LOS RODAMIENTOS (lado coupling y lado libre MOTOR) debe estar por debajo de 185°F.
Si se encuentran por encima del rango se verá un.
Si están en el rango de 180 a 185 F, se verá un.
Si están por debajo de 180 F se verá un.
5. La TEMPERATURA EN LA CAJA DE ENGRANAJE debe ser menor que 160°F. Por tanto:
Si se encuentran por encima de 160 se verá un.
Si están en el rango de 155 a 160 F, se verá un.
Si están por debajo de 155 F se verá un.
Fecha | Turno | Nombre | P_SB (PSIG) | P_DB (PSIG) | P_A (PSIG) | T_CM (°F) | T_LM (°F) | T_CE (°F) | T_OE (°F) | T_IE (°F)
01-ene-2022 | Noche | E. Calero | 190 | 680 | | 139 | | 130 | 113 | 92
02-ene-2022 | Noche | E. Calero | 190 | 680 | | 138 | | 130 | 110 | 90
04-ene-2022 | Noche | M. Salinas | 195 | 670 | | 107 | | 147 | 104 | 94
05-ene-2022 | Noche | M. Salinas | 200 | 680 | | 141 | 100 | 135 | 130 | 95
07-ene-2022 | Noche | J. Cuadra | 185 | 675 | | 143 | 120 | 125 | 121 | 90
08-ene-2022 | Noche | J. Cuadra | 190 | 680 | | 141 | 120 | 127 | 122 | 94
09-ene-2022 | Noche | P. Martinez | 188 | 680 | | 150 | 126 | 127 | 125 | 94
10-ene-2022 | Noche | P. Martinez | 190 | 680 | | 147 | 109 | 136 | 125 | 93
11-ene-2022 | Noche | C. Duarte | 185 | 670 | | 144 | 106 | 130 | 123 | 102
Version 1.1.-2022 By K. Picado



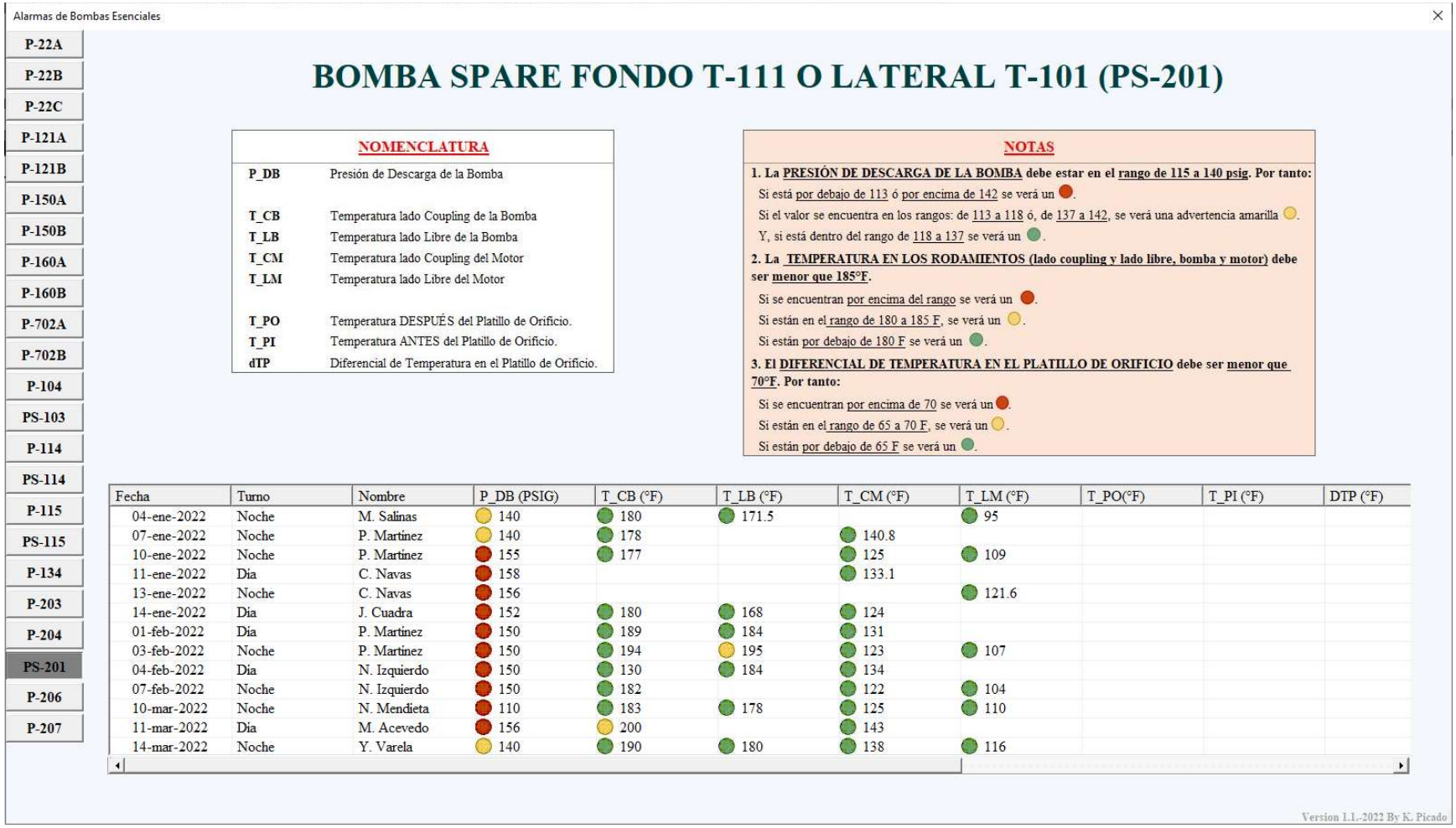
Fecha	Turno	Nombre	P_SB (PSIG)	P_DB (PSIG)	T_CM (°F)	T_LM (°F)	Observaciones
05-ene-2022	Noche	N. Mendieta	48	90	164	145	No hay observaciones.
08-ene-2022	Noche	J. Cuadra	56	90			No hay observaciones.
12-ene-2022	Noche	C. Duarte	56	90		127	No hay observaciones.
15-ene-2022	Noche	M. Acevedo	58	90	147	137	No hay observaciones.
19-ene-2022	Noche	M. Salinas	56	90			No hay observaciones.
22-ene-2022	Noche	N. Mendieta	48	90			No hay observaciones.
26-ene-2022	Noche	P. Martinez	57	90	116		No hay observaciones.
29-ene-2022	Noche	C. Navas	57	92			No hay observaciones.
02-feb-2022	Noche	P. Martinez	55	90	145		No hay observaciones.
05-feb-2022	Noche	C. Duarte	57	90	130	84	No hay observaciones.
09-feb-2022	Noche	M. Acevedo	58	94	166		No hay observaciones.
12-feb-2022	Noche	M. Salinas	57	90			No hay observaciones.
02-mar-2022	Noche	M. Salinas	54	90			No hay observaciones.
05-mar-2022	Noche	M. Acevedo	54	90	137		No hay observaciones.



Fecha	Turno	Nombre	P_DB (PSIG)	T_CB (°F)	T_LB (°F)	T_CM (°F)	T_LM (°F)	T_PO(°F)	T_PI (°F)	DTP (°F)
28-ene-2022	Noche	M. Acevedo	140	180		116	104			
03-feb-2022	Noche	P. Martinez	150	195	193	121	103			
10-feb-2022	Noche	P. Martinez	140	195	210	130	107			
10-mar-2022	Noche	N. Mendieta	140	210	194	133	110			
09-abr-2022	Noche	L. Argüello	140	194	223	130	107			
20-abr-2022	Noche	C. Navas	146	184.3	185.5	148.7	125.9			
25-abr-2022	Noche	L. Argüello	140	173	196	127	100			
29-abr-2022	Noche	E. Calero	140	170	195	142	121			
30-abr-2022	Noche	E. Calero	140	167	185	140	117			
09-may-2022	Dia	C. Navas	148	162	195.8	144.1	118.1			
11-may-2022	Dia	C. Navas	150	167.2	196.6	158	128.1			
12-may-2022	Dia	C. Navas	150	165.4	196.9	158.7	129.1			
12-may-2022	Noche	M. Salinas	150	158	180	144	116			

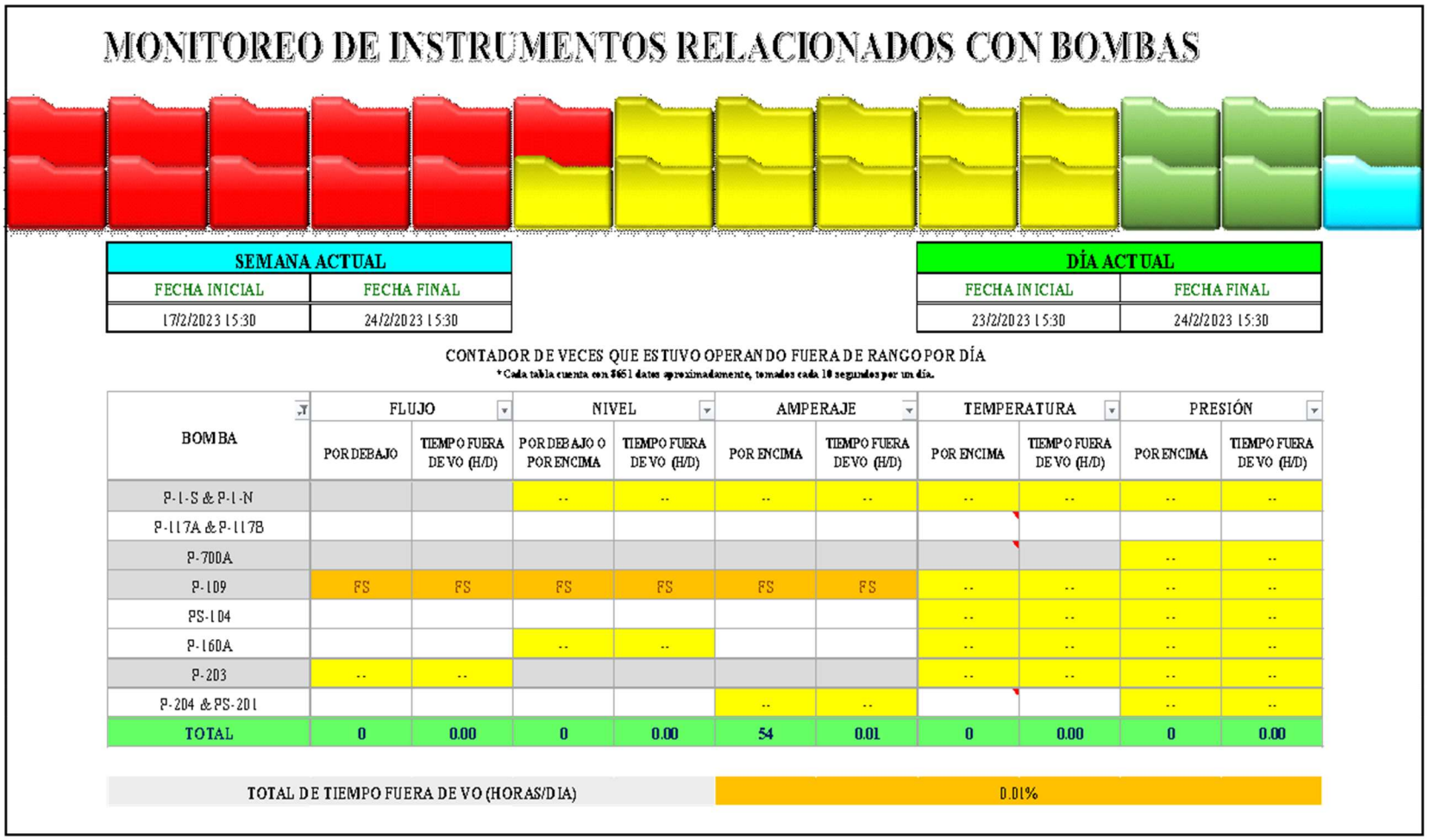


Fecha	Turno	Nombre	P_DB (PSIG)	T_CB (°F)	T_LB (°F)	T_CM (°F)	T_LM (°F)	T_PO(°F)	T_PI (°F)	DTP (°F)
24-ene-2022	Noche	M. Acevedo	122			135	158			
27-ene-2022	Noche	M. Salinas	120	159	148	131	92			
31-ene-2022	Noche	M. Acevedo	122		160	180	120			
10-feb-2022	Noche	P. Martinez	110	195	167	138	118			
17-feb-2022	Noche	M. Acevedo	114							
24-feb-2022	Noche	M. Acevedo	118	165		139	92			
11-mar-2022	Noche	N. Mendieta	110	160	162	153	125			
14-mar-2022	Noche	Y. Varela	106	165	200	162	112			
17-mar-2022	Noche	M. Salinas	108	168	187	140	114			
21-mar-2022	Noche	M. Acevedo	106	168		140	112			
24-mar-2022	Noche	M. Salinas	108	156	188	140	116			
28-mar-2022	Noche	J. Cuadra	118	207	207	140	117			
31-mar-2022	Noche	E. Calero	120	184		161	124			



Fecha	Turno	Nombre	P_DB (PSIG)	T_CB (°F)	T_LB (°F)	T_CM (°F)	T_LM (°F)	T_PO(°F)	T_PI (°F)	DTP (°F)
04-ene-2022	Noche	M. Salinas	140	180	171.5		95			
07-ene-2022	Noche	P. Martinez	140	178		140.8				
10-ene-2022	Noche	P. Martinez	155	177		125	109			
11-ene-2022	Dia	C. Navas	158			133.1				
13-ene-2022	Noche	C. Navas	156				121.6			
14-ene-2022	Dia	J. Cuadra	152	180	168	124				
01-feb-2022	Dia	P. Martinez	150	189	184	131				
03-feb-2022	Noche	P. Martinez	150	194	195	123	107			
04-feb-2022	Dia	N. Izquierdo	150	130	184	134				
07-feb-2022	Noche	N. Izquierdo	150	182		122	104			
10-mar-2022	Noche	N. Mendieta	110	183	178	125	110			
11-mar-2022	Dia	M. Acevedo	156	200		143				
14-mar-2022	Noche	Y. Varela	140	190	180	138	116			

C. Interfaz del Monitoreo de Variables



MONITOREO DE INSTRUMENTOS RELACIONADOS CON BOMBAS

SEMANA ACTUAL	
FECHA INICIAL	FECHA FINAL
17/2/2023 15:30	24/2/2023 15:30

DÍA ACTUAL	
FECHA INICIAL	FECHA FINAL
23/2/2023 15:30	24/2/2023 15:30

CONTADOR DE VECES QUE ESTUVO OPERANDO FUERA DE RANGO POR DÍA

*Cada tabla cuenta con 8651 datos aproximadamente, tomados cada 10 segundos por un día.

BOMBA	FLUJO		NIVEL		AMPERAJE		TEMPERATURA		PRESIÓN	
	POR DEBAJO	TIEMPO FUERA DE VO (H/D)	POR DEBAJO O POR ENCIMA	TIEMPO FUERA DE VO (H/D)	POR ENCIMA	TIEMPO FUERA DE VO (H/D)	POR ENCIMA	TIEMPO FUERA DE VO (H/D)	POR ENCIMA	TIEMPO FUERA DE VO (H/D)
P-1-S & P-1-N			--	--	--	--	--	--	--	--
P-117A & P-117B										
P-700A									--	--
P-109	FS	FS	FS	FS	FS	FS	--	--	--	--
PS-104							--	--	--	--
P-160A			--	--			--	--	--	--
P-203	--	--					--	--	--	--
P-204 & PS-201					--	--			--	--
TOTAL	0	0.00	0	0.00	54	0.01	0	0.00	0	0.00

TOTAL DE TIEMPO FUERA DE VO (HORAS/DIA)	0.01%

-- No existe señal para esta bomba.

Confiabilidad pendiente suministrar información.

FS Bomba Fuera de Servicio