

**Universidad Nacional de Ingeniería**

**Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica**



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Mejora de la disponibilidad de la instrumentación para la  
producción de petróleo en una empresa privada  
mediante la Optimización del Mantenimiento Planificado  
(PMO)**

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Electrónico.

Elaborado por

Enrique Omar Cullanco Medina

 [0009-0003-9594-3828](#)

Asesor

Mg. Ing. Mauricio Pedro Galvez Legua

 [0000-0002-4845-4218](#)

LIMA – PERÚ

2024

Citar/How to cite	Cullanco Medina [1]
Referencia/Reference	[1] E. Cullanco Medina, “ <i>Mejora de la disponibilidad de la instrumentación para la producción de petróleo en una empresa privada mediante la Optimización del Mantenimiento Planificado (PMO)</i> ” [Trabajo de suficiencia profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2024.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Cullanco, 2024)
Referencia/Reference	Cullanco, E. (2024). <i>Mejora de la disponibilidad de la instrumentación para la producción de petróleo en una empresa privada mediante la Optimización del Mantenimiento Planificado (PMO)</i> . [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

### ***Dedicatoria***

*Dedico este trabajo a mi esposa, Anaís, y a mis hijos, Arturo, Alessio, Oriana, quienes son la fuente de mi motivación, a mi padre, Enrique, que desde el cielo me ilumina.*

## Resumen

En el Lote 8, se tiene una alta tasa de fallas imprevistas en los instrumentos relacionados a los procesos tratamiento de petróleo de la batería 1, generado en gran medida por una falta de estrategia eficiente y efectiva en la gestión del mantenimiento planificado (preventivo y predictivo), lo que ocasiona frecuentes paradas, provocando pérdidas que comprometen la producción. En el siguiente trabajo se describe las acciones de mejora relacionadas a las tareas de mantenimiento planificado de la instrumentación relacionada a estos procesos, con la finalidad de tener una mayor disponibilidad. Se recomienda iniciar con el diagnóstico actual, analizando el alcance de las actividades existentes, los modos de fallas identificados en los mantenimientos correctivos, efectos y sus consecuencias de falla (clasificados según la norma ISO 14224-2006). Se emplea la metodología del PMO (*Panned Maintenance Optimization*) a los planes de mantenimiento de los transmisores, sensores, actuadores, controladores de nivel, válvulas de control, flujómetros, etc. Donde se utilizan los reportes físicos de mantenimiento de años anteriores, las sugerencias del personal de operaciones y mantenimiento, así como los protocolos de prueba y reportes digitales almacenados en el software de mantenimiento JDE (*JD Edwards Enterprise One*). Se concluye que con la implementación de la metodología del PMO se ha logrado aumentar la disponibilidad de la instrumentación relacionada a los procesos de producción de petróleo de la batería 1, lo cual se ha reflejado en el aumento de la confiabilidad de todos los procesos de la batería 1.

Palabras clave — PMO, tratamiento de crudo, mantenimiento, disponibilidad, instrumentación, sensores, transmisores, actuadores, controladores de nivel y válvulas de control.



## **Abstract**

In Lot 8, there is a high rate of unforeseen failures in the instruments related to the oil treatment processes of battery 1, generated largely by a lack of an efficient and effective strategy in the management of planned maintenance (preventive and predictive), which causes frequent stops, causing losses that compromise production. The following work describes the improvement actions related to the planned maintenance tasks of the instrumentation related to these processes, in order to have greater availability. It is recommended to start with the current diagnosis, analyzing the scope of the existing activities, the failure modes identified in the corrective maintenance, effects and their consequences of failure (classified according to the ISO 14224-2006 standard). The PMO (Planned Maintenance Optimization) methodology is used in the maintenance plans of the transmitters, sensors, actuators, level controllers, control valves, flowmeters, etc. Where physical maintenance reports from previous years, suggestions from operations and maintenance personnel, as well as test protocols and digital reports stored in the JDE (JD Edwards Enterprise One) maintenance software are used. It is concluded that with the implementation of the PMO methodology, the availability of the instrumentation related to the oil production processes of battery 1 has been increased, which has been reflected in the increase in the reliability of all processes of battery 1.

Keywords — PMO, crude oil treatment, maintenance, availability, instrumentation, sensors, transmitters, actuators, level controllers and control valves.

## Tabla de Contenido

	Pág.
Resumen .....	iv
Abstract .....	v
Introducción .....	xvii
Capítulo I. Parte introductoria del trabajo.....	1
1.1 Generalidades .....	1
1.2 Descripción del problema de investigación .....	4
1.3 Objetivos del estudio .....	9
1.3.1 Objetivo general .....	9
1.3.2 Objetivos específicos .....	9
1.4 Antecedentes investigativos .....	9
Capítulo II. Marco teórico y conceptual .....	12
2.1 Marco teórico.....	12
2.1.1 Automatización industrial .....	12
2.1.2 Pirámide de automatización .....	14
2.1.2.1 Niveles de campo o proceso .....	15
2.1.2.2 Nivel de control.....	15
2.1.2.3 Nivel de supervisión .....	16
2.1.2.4 Nivel de operación y planificación.....	16
2.1.2.5 Nivel de gestión.....	16
2.1.3 Control industrial .....	17
2.1.3.1 Control PID (Proportional, Integral, and Differential Control) .....	18
2.1.3.2 Control PID en PLC .....	18
2.1.4 Control de procesos .....	20
2.1.5 Automatización y control industrial por computadora .....	21

2.1.6	PLC, DCS y SCADA .....	23
2.1.6.1	Controlador lógico programable.....	23
2.1.6.2	Sistema de control distribuido.....	27
2.1.6.3	Supervisión, control y adquisición de datos .....	29
2.1.7	Redes de control industrial .....	33
2.1.8	Redes de comunicación industrial .....	35
2.1.8.1	Tipos de redes .....	36
2.1.9	Instrumentación industrial .....	40
2.1.9.1	Clasificación de la instrumentación industrial .....	40
2.2	Marco conceptual .....	47
2.2.1	Proceso de producción de petróleo .....	47
2.2.1.1	Exploración.....	48
2.2.1.2	Perforación .....	52
2.2.1.3	Extracción.....	52
2.2.1.4	Tratamiento y separación de crudo .....	54
2.2.2	Instrumentación requerida en el proceso de petróleo .....	<b>58</b>
2.2.2.1	Transmisor de temperatura .....	58
2.2.2.2	Transmisor de presión.....	59
2.2.2.3	Transmisor de flujo ultrasónico.....	60
2.2.2.4	Convertidor de frecuencia.....	60
2.2.2.5	Transmisor de nivel tipo radar .....	61
2.2.2.6	Válvula de control.....	62
2.2.2.7	Interruptor de nivel.....	62
2.2.2.8	Interruptor de presión .....	63
2.2.2.9	Posicionador de válvula.....	63
2.2.3	Descripción de las etapas del proceso de la batería 1 del Lote8 .....	<b>64</b>

2.2.3.1	Etapa de separación primaria.....	66
2.2.3.2	Etapa de tratamiento de crudo .....	66
2.2.3.3	Etapa de tratamiento de gas.....	68
2.2.3.4	Etapa de tratamiento de agua .....	69
2.2.3.5	Etapa de separación de gas de forros.....	70
2.2.3.6	Etapa de almacenamiento y bombeo .....	70
2.2.3.7	Etapa de prueba y medición.....	71
2.2.4	Ingeniería del mantenimiento.....	72
2.2.4.1	Mantenimiento industrial.....	73
2.2.4.2	Tipos de mantenimiento industrial .....	74
2.2.4.3	Niveles de mantenimiento .....	76
2.2.4.4	Plan de mantenimiento.....	79
2.2.4.5	Metodologías de mantenimiento.....	80
2.2.5	Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento .....	88
2.2.5.1	Tiempo medio entre fallas o MTBF (Mean Time Between Failures).....	89
2.2.5.2	Tiempo medio de reparación o MTTR (Mean Time to Repair) .....	90
2.2.5.3	Tiempo promedio para la falla o MTTF (Mean Time To Failure) .....	90
2.2.5.4	Disponibilidad .....	90
2.2.6	Estándares y normativas .....	91
Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación .....		95
3.1	Características geográficas de la planta.....	95
3.2	Especificaciones de la instrumentación de la planta de petrolera del Lote 8.....	96
3.2.1	Instrumentos relacionados a los separadores de batería 1 .....	96

3.2.2 Instrumentos relacionados a los tanques de batería 1 .....	98
3.2.3 Instrumentos relacionados a las electrobombas de batería 1 .....	99
3.2.4 Instrumentos relacionados a los scrubber de batería 1 .....	100
3.2.5 Instrumentos relacionados a la VPT de la batería 1 .....	101
3.2.6 Instrumentos relacionados a las motobombas de la batería 1 .....	<b>102</b>
3.2.7 Instrumentos relacionados a las pozas API de la batería 1 .....	103
3.3 Equipos relacionados a los procesos productivos de la batería 1 .....	104
3.4 Histórico de fallas de la instrumentación en la batería 1 del Lote 8 .....	108
3.5 Selección de la metodología del mantenimiento .....	113
3.6 Implementación del PMO .....	115
3.6.1 Recopilación de tareas de mantenimiento de la batería 1 .....	115
3.6.2 Análisis y racionalización de los modos y sus consecuencias de falla .....	121
3.6.3 Elaboración de la definición de las políticas de mantenimiento .....	136
3.6.4 Elaboración del plan de mantenimiento optimizado según PMO .....	145
3.7 Resultados de la implementación del PMO en la batería 1 .....	154
Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados .....	158
Conclusiones .....	160
Recomendaciones .....	161
Referencias bibliográficas .....	162

## Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Clasificación de los autómatas programables por su tamaño. ....	25
Tabla 2: Partes del estándar IEC 61131.....	27
Tabla 3: Las siete preguntas del RCM y su finalidad.....	81
Tabla 4: Recopilación de información.....	83
Tabla 5: Organización de la información. ....	83
Tabla 6: Análisis funcional.....	84
Tabla 7: Consecuencias de falla. ....	85
Tabla 8: Pasos entre RCM y PMO. ....	87
Tabla 9: Instrumentos que pertenecen a la familia de equipos de los separadores de la batería 1. ....	96
Tabla 10: Instrumentos que pertenecen a la familia de equipos de los tanques de la batería 1. ....	98
Tabla 11: Instrumentos que pertenecen a la familia de equipos de las electrobombas de la batería 1. ....	99
Tabla 12: Instrumentos que pertenecen a la familia de equipos de los scrubber de la batería 1.....	100
Tabla 13: Instrumentos que pertenecen a la VPT de la batería 1.....	101
Tabla 14: Instrumentos que pertenecen a la familia de equipos de las motobombas de la batería 1. ....	102
Tabla 15: Instrumentos que pertenecen a la familia de equipos de las pozas API de la batería 1. ....	103
Tabla 16: Equipos de la batería 1 del Lote 8. ....	105
Tabla 17: Fallas recurrentes asociadas a las familias de equipos de la batería 1 del Lote 8. ....	111
Tabla 18: Tabla de comparativa entre PMO y RCM.....	113
Tabla 19: Tabla de ventajas del PMO respecto al RCM.....	114
Tabla 20: Planes de mantenimiento preventivo de las familias de equipos de la batería 1 del Lote 8. ....	116

Tabla 21:	Análisis y racionalización de los modos de fallas y consecuencias de las fallas de la instrumentación relacionada a los equipos de los procesos de producción de la batería 1. ....	122
Tabla 22:	Definición de actividades de la política de mantenimiento. ....	139
Tabla 23:	Planes de mantenimiento optimizados de instrumentación de la batería 1. ....	145
Tabla 24:	Tendencia de los valores de la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación asociados a los procesos de la batería 1 del Lote 8, del año 2013 al 2017. ....	155
Tabla 25:	Tendencia de la pérdida de barriles de petróleo entre los años 2015 al 2017 asociado a fallas de la instrumentación en los procesos de producción de la batería 1. ....	157

## Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Circulo vicioso del mantenimiento. ....	2
Figura 2: Evolución anual de los derrames de hidrocarburos desde año 2011 al 2022.....	5
Figura 3: Derrames de hidrocarburos por empresa entre el 2011 al 2022.....	5
Figura 4: Derrames de hidrocarburos en la quebrada del Patoyacu. ....	6
Figura 5: Tendencia de la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación de los años 2013 al 2016. ....	7
Figura 6: Perdida de producción y costos por shutdown por fallas en la instrumentación del año 2016. ....	8
Figura 7: Perdida de producción y costos por shutdown por fallas en la instrumentación del año 2015. ....	8
Figura 8: Ejemplo de una automatización industrial de un tornillo de avance.....	12
Figura 9: Elementos básicos utilizados en la automatización industrial.....	13
Figura 10: Automatización de un proceso de teñido.....	14
Figura 11: Pirámide de automatización denominada pirámide CIM.....	15
Figura 12: Segmentos clave de un Sistema de Control Industrial (ICS). ....	18
Figura 13: Bucle de control de retroalimentación típico.....	18
Figura 14: Parámetros para asignar en un programa PID FB (Siemens). ....	19
Figura 15: Parámetros combinación de controladores PID. ....	20
Figura 16: Control de procesos de la línea de producción típica de una máquina de papel integrada. ....	21
Figura 17: Sistema de automatización y control industrial.....	22
Figura 18: Integración de las tres capas de un proceso industrial. ....	23
Figura 19: Arquitectura básica de un PLC.....	24
Figura 20: Esquema de bloques de un autómatas programable. ....	25
Figura 21: Ciclo de funcionamiento básico de un PLC. ....	26
Figura 22: Niveles de un sistema de control distribuido.....	28



Figura 23:	Sistema de control distribuido. ....	29
Figura 24:	Sistema SCADA de un sistema de refrigeración de resina.....	30
Figura 25:	Ventana de estado del sistema SCADA de una bomba .....	31
Figura 26:	Ventana de alarmas del sistema SCADA de una Planta de ácidos .....	32
Figura 27:	Arquitectura de la red industrial.....	33
Figura 28:	Arquitectura básica de las redes de comunicación industrial.....	36
Figura 29:	Niveles de buses de campo .....	38
Figura 30:	Red Modbus.....	39
Figura 31:	Diagrama básico de una red Profibus .....	40
Figura 32:	Instrumentos ciegos. ....	41
Figura 33:	Instrumentos indicadores. ....	41
Figura 34:	Instrumentos registradores (circular y rectangular sin papel). ....	42
Figura 35:	Sensores.....	43
Figura 36:	Transmisores. ....	44
Figura 37:	Ejemplos de transductores.....	44
Figura 38:	Ejemplos de convertidores Convertidor P/I.....	45
Figura 39:	Controladores .....	45
Figura 40:	Ejemplos de elementos de final de control. ....	46
Figura 41:	Instrumentos de campo y panel. ....	47
Figura 42:	Procesos de la producción de petróleo. ....	48
Figura 43:	Exploración geológica. ....	49
Figura 44:	Exploración geofísica. ....	50
Figura 45:	Exploración sísmica. ....	50
Figura 46:	Exploración gravimétrica. ....	51
Figura 47:	Perforación rotatoria de un pozo. ....	52
Figura 48:	Pozo de producción del Lote 8.....	53
Figura 49:	Proceso de tratamiento y separación de crudo en el Lote 8. ....	54
Figura 50:	Partes internas de un separador trifásico. ....	55

Figura 51:	Diagrama de la etapa de tratamiento de gas.....	56
Figura 52:	Bombas booster y horizontales de la etapa de reinyección. ....	57
Figura 53:	Tanque de almacenamiento de crudo .....	57
Figura 54:	Transporte de crudo en barcazas.....	58
Figura 55:	Transmisor de temperatura marca Yokogawa.....	59
Figura 56:	Transmisor de presión de la marca Yokogawa.....	59
Figura 57:	Transmisor de flujo de la marca Yokogawa.....	60
Figura 58:	Sensor de velocidad.....	61
Figura 59:	Transmisor de nivel de la marca Rosemont .....	61
Figura 60:	Válvula de control de la marca Fisher. ....	62
Figura 61:	Interruptor de nivel de la marca Fisher. ....	63
Figura 62:	Interruptor de presión Murphy. ....	63
Figura 63:	Posicionador de la marca Samson.....	64
Figura 64:	Etapas de los procesos de producción de la batería 1 del Lote8.....	65
Figura 65:	Diagrama de flujo y control de separación primaria.....	66
Figura 66:	Diagrama de flujo del tratamiento crudo.....	67
Figura 67:	Diagrama de flujo y control de tratamiento gas. ....	69
Figura 68:	Diagrama de flujo y control del tratamiento de agua.....	69
Figura 69:	Diagrama de flujo de separación de gas. ....	70
Figura 70:	Diagrama de flujo y control de almacenamiento y bombeo de la batería 1 .....	71
Figura 71:	Diagrama de flujo y control de la etapa de prueba y medición de la batería 1.....	72
Figura 72:	Temas que comprende la ingeniería del mantenimiento. ....	73
Figura 73:	Evolución del mantenimiento industrial .....	74
Figura 74:	Tipos de mantenimiento industrial.....	74
Figura 75:	Mantenimiento correctivo de una placa electrónica.....	75
Figura 76:	Mantenimiento preventivo de transmisor de temperatura. ....	75

Figura 77:	Niveles de mantenimiento. ....	76
Figura 78:	Niveles de básico del mantenimiento. ....	77
Figura 80:	Niveles a condición del mantenimiento. ....	77
Figura 81:	Niveles sistemáticos del mantenimiento. ....	78
Figura 82:	Niveles de reacondicionamientos. ....	79
Figura 83:	Los pasos de un plan de mantenimiento preventivo. ....	80
Figura 84:	Fuentes de información para la recopilación de tareas. ....	82
Figura 85:	Diagrama de decisión del RCM. ....	84
Figura 86:	Selección de tareas de mantenimiento de fallas ocultas y evidentes. ....	86
Figura 87:	Tendencia de la distribución de fallas. ....	89
Figura 88:	Diagrama de tiempo en reparación y fuera de operación. ....	90
Figura 89:	Ubicación geográfica del Lote 8. ....	95
Figura 90:	Sistema SCADA del proceso separación y tratamiento de crudo en batería 1. ....	104
Figura 91:	Tendencia de la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación relacionados a los procesos de tratamiento de crudo y separación de la batería 1 de los años 2013 al 2016. ....	108
Figura 92:	Perdida de producción y costos por shutdown en la instrumentación asociada a la batería 1 del año 2016. ....	109
Figura 93:	Perdida de producción y costos por shutdown en la instrumentación asociada a las baterías 1 y 2 del año 2015. ....	109
Figura 94:	Enfoque del RCM y PMO. ....	114
Figura 95:	Diagrama de decisión de tareas de mantenimiento del RCM. ....	137
Figura 96:	Tendencia de la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación relacionada a los procesos de tratamiento de producción de la batería 1 del año 2017. ....	155
Figura 97:	Tendencia de los valores de la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación asociados a los procesos de la batería 1 del Lote 8, del año 2023 al 2017. ....	156

Figura 98:	Perdida de producción y costos por shutdown en la instrumentación asociada a la batería 1 del año 2017.....	156
Figura 99:	Tendencia de la perdida de barriles de petróleo perdidos entre los años 2015 al 2017, asociadas a fallas de la instrumentación relacionadas a los procesos de producción de la batería 1. ....	157

## **Introducción**

El presente trabajo se realizó con base a la experiencia adquirida, por más de diez años, en la gestión del mantenimiento asociado a la instrumentación relacionada a empresas del rubro del petróleo. Como parte del ciclo de mejora continua del mantenimiento de los equipos de instrumentación, se implementó la metodología del PMO a los planes de mantenimiento para mejorar la disponibilidad de la instrumentación relacionada a los procesos de producción de petróleo, que se refleja en la mejora de confiabilidad de los procesos y en una reducción de costos en los mantenimientos correctivos asociados a estos instrumentos.

La experiencia laboral en los lotes petroleros 8, 192 y 131, ubicados en Iquitos y Pucallpa, ha permitido implementar la metodología del PMO en los diferentes lotes. Esta mejora continua tiene como resultado planes de mantenimiento más eficientes y efectivos, que logran una mayor disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación.

La experiencia mencionada permite conocer las buenas prácticas para una adecuada implementación de metodología del PMO en las actividades de mantenimiento de la instrumentación, así como la experiencia en campo, conceptos científicos y cálculos, que, llevados a la práctica, dan como resultado un trabajo de calidad.

El desarrollo de este trabajo se organizó en cuatro capítulos, los cuales son los siguientes:

El capítulo I, Introducción, detalla las generalidades de la gestión del mantenimiento, una descripción de la problemática de la investigación. Luego, se establecen los objetivos del estudio y finaliza con los precedentes investigativos del mismo.

En el capítulo II, Marcos teórico y conceptual, se describe el fundamento teórico de la automatización industrial, el control industrial, instrumentación industrial, los procesos de producción de petróleo, la descripción de las etapas del proceso de la batería 1 del

lote 8, la ingeniería del mantenimiento, los indicadores clave de rendimiento del mantenimiento y normativas que se debe tener como base para el entendimiento de los posteriores planteamientos del trabajo.

En el capítulo III, Desarrollo del trabajo de investigación, se describen las características geográficas de la planta, las especificaciones de la instrumentación de la planta de petrolera del Lote 8, los equipos relacionados a los procesos productivos de la batería 1, los histórico de fallas de la instrumentación en la batería 1 del Lote 8, la selección de la metodología del mantenimiento, la implementación del PMO y los resultados de la implementación del PMO en la batería 1.

En el capítulo IV, titulado “Análisis y discusión de resultados”, se describe los resultados alcanzados luego de implementar la metodología del PMO. Además, se analizan los beneficios de todo el trabajo y los puntos a mejorar en posteriores esfuerzos.

# **Capítulo I. Parte introductoria del trabajo**

## **1.1 Generalidades**

Para optimizar el uso de recursos, maquinaria, seguridad y protección del medio ambiente, la medición y el control de los procesos industriales son imprescindibles. La característica distintiva de la instrumentación industrial es diseñar sistemas complejos con el objetivo de medir, supervisar y monitorear los componentes de un sistema de fabricación con precisión para garantizar la disponibilidad y confiabilidad de dichos procesos.

Durante la última década, el campo de la instrumentación y el control de procesos ha experimentado una revolución completa en la que los dispositivos transductores y actuadores se están volviendo, progresivamente, más rápidos, precisos y extremadamente duraderos. Actualmente, el uso de transmisión inalámbrica en tiempo real, así como bases de datos sobre procesos industriales, se está aplicando para conocer estándares en la toma de decisiones para lograr los mejores resultados. Los procesos industriales automatizados eficientes siempre garantizarán ventajas competitivas, así como una buena productividad y rentabilidad económica.

En general, la gestión del mantenimiento es uno de los mayores costos operativos para una empresa. El riesgo empresarial, los volúmenes de producción, costos operativos, los niveles de seguridad y el impacto ambiental están influenciados por la calidad del mantenimiento de los equipos de la planta. Además, cabe mencionar que, en las empresas de primer nivel, el mantenimiento no se trata solo como un activo prescindible, sino como una función de valor agregado que impulsa la productividad y busca la mejora continua junto con la ingeniería de confiabilidad.

Al utilizar los recursos de mantenimiento únicamente para un mantenimiento correctivo, tanto los niveles de disponibilidad como de confiabilidad, disminuirán significativa, eventualmente y amenazarán las operaciones productivas.

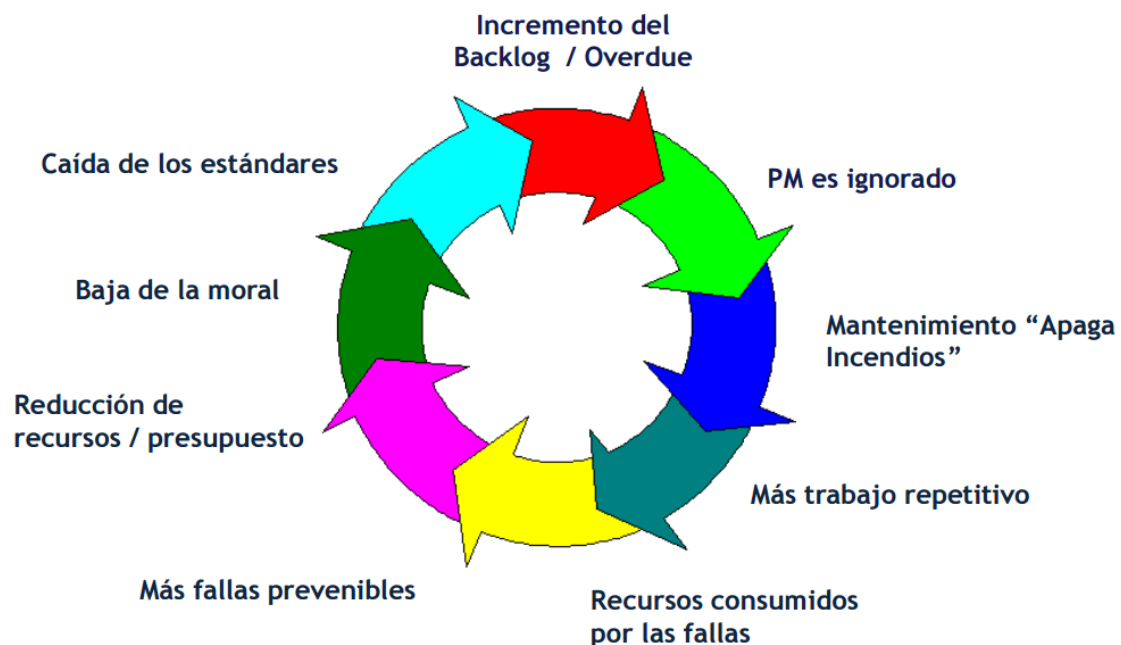
Se pasa por alto el mantenimiento preventivo, lo que resulta en un aumento significativo en la tasa de fallas de los equipos. Este descuido crea un ciclo negativo (ver

figura 1) que afecta la eficiencia operativa. La falta de atención a las tareas de mantenimiento programadas no solo incrementa la probabilidad de averías, sino que también conlleva a una pérdida considerable de productividad debido a la necesidad de realizar reparaciones no planificadas.

Estas correcciones conllevan costos adicionales: rehacer el trabajo correctamente o, peor aún, una falla total incluso antes de corregirlo. A veces, para reducir costos, la dirección suele optar por la reducción de personal, lo que en consecuencia da lugar a una mala calidad del trabajo. El ciclo de conducta negativa es lento pero seguro; Con el tiempo, las organizaciones se vuelven casi totalmente reactivas.

### Figura 1

*Circulo vicioso del mantenimiento.*



*Nota: La figura nos indica el círculo vicioso del mantenimiento. Turner, S. (2000), <https://es.slideshare.net/OMCSInternational/comparing-rcm-and-pmo2000>.*

En este tipo de organización, la disponibilidad de la planta se reducía y se mantenía en un nivel mínimo. Este era un estado en el que no se producían nuevas fallas, ya que la planta no estaba operativa; en otras palabras, la planta permanecía en un continuo proceso de reparación. En diversas opiniones, se consideraba que la solución más evidente a los problemas de personal era incrementar el número de empleados. Sin embargo, este



enfoque no siempre resultaba ser el más adecuado. En el contexto económico actual, donde la cultura empresarial prioriza la reducción de costos, los gerentes que insistían en la contratación de nuevo personal rara vez lograban obtener resultados positivos. Los administradores de activos que lograron el éxito en la actualidad fueron aquellos que lograron romper el ciclo negativo en el que se encontraban. Estos profesionales encontraron maneras innovadoras de optimizar los procesos de mantenimiento, lo que les permitió incrementar tanto la productividad de los activos como la de los recursos humanos. Para mejorar los procesos de mantenimiento, se enfocaron en rediseñarlos, buscando así aumentar la eficiencia de los recursos disponibles. Para ello es necesario lo siguiente:

- Eliminación de tareas de mantenimiento no rentables.
- Eliminación de duplicaciones en el mantenimiento preventivo.
- Enfoque en el mantenimiento predictivo.
- Añadir actividades de mantenimiento diseñadas para evitar modos de falla.
- Repartición de las cargas de trabajo en la organización.

La visión de largo plazo debe facilitar un proceso que logre sistemáticamente sus objetivos y mantenga un plan dinámico, que genere una mejora continua impulsada por el aprendizaje de nuevas experiencias y avances tecnológicos.

Tener un mantenimiento ineficiente, ineficaz y esperar hasta que se produzcan problemas con los sistemas de instrumentación y control asociados con los procesos industriales puede provocar sobrecostos y paradas no planificadas de la planta. Estos riesgos pueden evitarse realizando tareas de mantenimiento planificadas y monitoreando adecuadamente el ciclo de vida de los sistemas de control y los componentes de instrumentación.

Los beneficios del mantenimiento eficiente y eficaz de sistemas de control e instrumentación son los siguientes:

- Alcanzar objetivos de producción.
- Reducir los costos de mantenimiento operativo y reactivo por fallas en los sistemas de control e instrumentos.
- Identificar proactivamente fallas que afectan la disponibilidad del sistema de control e instrumentación.
- Mejorar la confiabilidad y seguridad de los procesos industriales en las fábricas.
- Monitorear el ciclo de vida de los sistemas de control e instrumentación para evitar la obsolescencia de sus componentes.
- Planificación oportuna de compras de repuestos.
- Tomar decisiones adecuadas y oportunas utilizando la documentación del sistema de control en línea, segura y actualizada.
- Comprender las necesidades operativas específicas de cada sistema y equipo a través de un plan de mantenimiento estructurado.

Actualmente, la industria se centra cada vez más en la efectividad y eficiencia del mantenimiento de los sistemas de control e instrumentos para optimizar su nivel de confiabilidad y disponibilidad. El mantenimiento eficaz y eficiente de los sistemas e instrumentos de control demandaba una constante mejora en la gestión y el mantenimiento. Para optimizar la gestión de los activos relacionados con los procesos de control e instrumentación se pueden utilizar las siguientes metodologías: RCM (*Reliability Centered Maintenance*), PMO y TPM (*Total Productive Maintenance*).

En este trabajo, se detalla la mejora del mantenimiento planificado, mediante la metodología del PMO, para obtener un mantenimiento eficiente y efectividad en la instrumentación y sistemas de control relacionados a la producción de petróleo. Esto se reflejará en un aumento de la disponibilidad y confiabilidad de los procesos operativos.

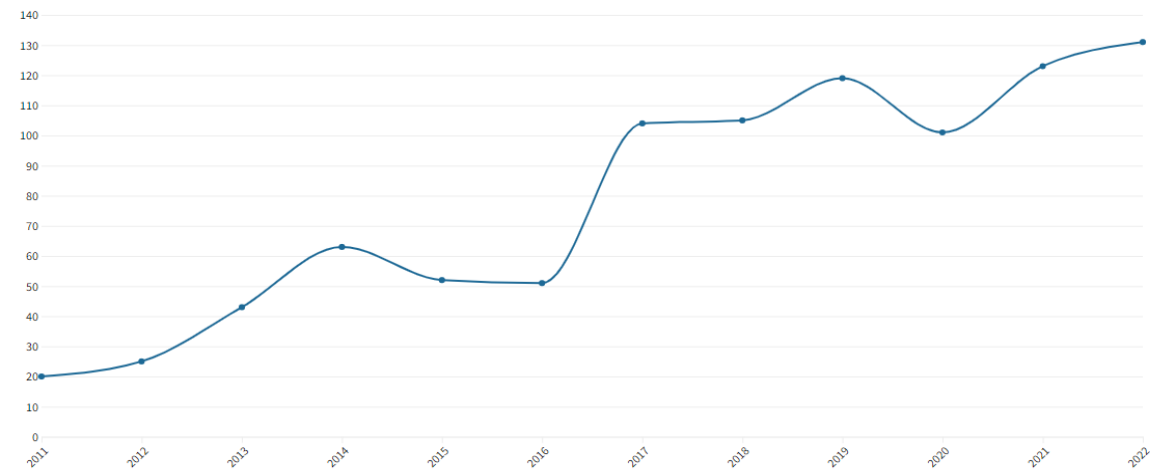
## **1.2 Descripción del problema de investigación**

En los últimos doce años, Petroperú, Pluspetrol Norte y Savia se ubicaron entre las diez petroleras con más derrames. En 2022, Perupetro reportó la mayor cantidad de

incidentes, siendo responsable del lote 192. Esta información fue proporcionada por la actualización de Convoca Deep Data, que destacó un total de 131 derrames en el país ese año.

**Figura 2**

*Evolución anual de los derrames de hidrocarburos desde año 2011 al 2022*

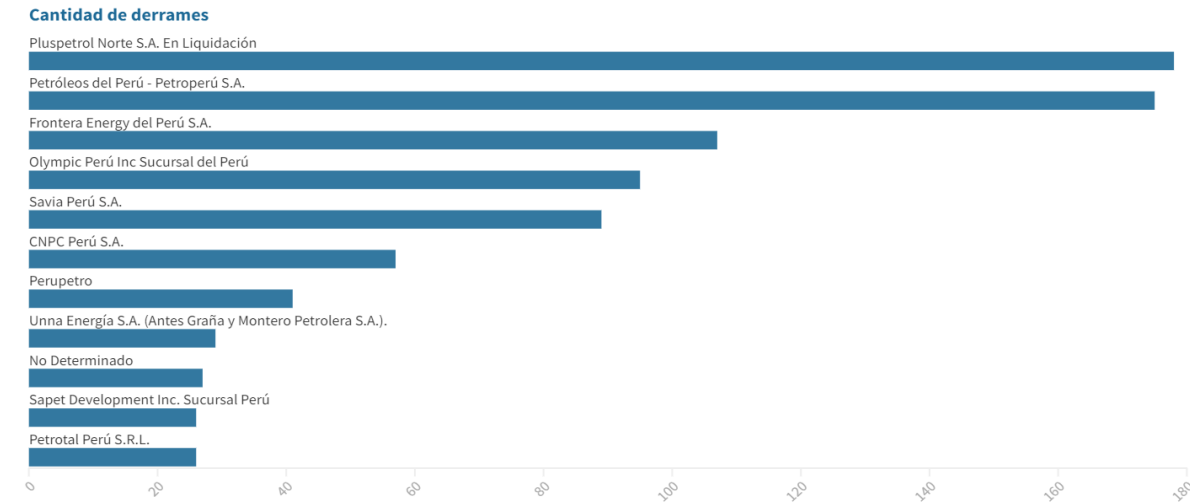


*Nota:* La figura nos indica la evolución anual de los derrames de hidrocarburos, datos alcanzados por el OEFA y elaborados por Convoca (2022). Fuente <https://convoca.pe/agenda-propia/se-registraron-131-derrames-de-hidrocarburos-en-2022-la-cifra-mas-alta-en-12-anos>

Las empresas Pluspetrol Norte, Petroperú y Frontera Energy encabezan el ranking de las empresas con más fugas de hidrocarburos.

**Figura 3**

*Derrames de hidrocarburos por empresa entre el 2011 al 2022.*



*Nota:* La figura nos indica la cantidad de derrames de hidrocarburos por empresa entre los años 2011 al 2022, grafico elaborado por la OEFA (2022). Fuente <https://convoca.pe/agenda-propia/se-registraron-131-derrames-de-hidrocarburos-en-2022-la-cifra-mas-alta-en-12-anos>.

En 2022, Pluspetrol Norte, que gestionó el Lote 8 en Loreto, ocupó el tercer lugar entre las empresas con más derrames de hidrocarburos, después de Perupetro y Petroperú. Solo en 2022, se produjeron un total de 23 fugas de hidrocarburos de los yacimientos antes mencionados. Según información oficial del OEFA (Organización de Evaluación y Vigilancia Ambiental) sobre los derrames ocurridos en el lote ocho, se registraron dos incidentes de derrames provocados por ataques a los ductos en sitio, mientras que la causa de 21 incidentes restantes seguía sin determinarse.

Entre 2011 y 2022 se produjeron 178 derrames en sus instalaciones productivas de la empresa Pluspetrol Norte. Se registraron un total de 165 derrames en el lote 8, el cual fue documentado en Convoca Deep Data. Estos incidentes reflejan la gravedad de la situación ambiental en esa área.

#### **Figura 4**

*Derrames de hidrocarburos en la quebrada del Patoyacu.*



*Nota: La figura muestra el derrame en la quebrada del Patoyacu, en la Comunidad La Petrolera en el norte de Loreto, año 2022.*

<https://convoca.pe/agenda-propia/se-registraron-131-derrames-de-hidrocarburos-en-2022-la-cifra-mas-alta-en-12-ano>

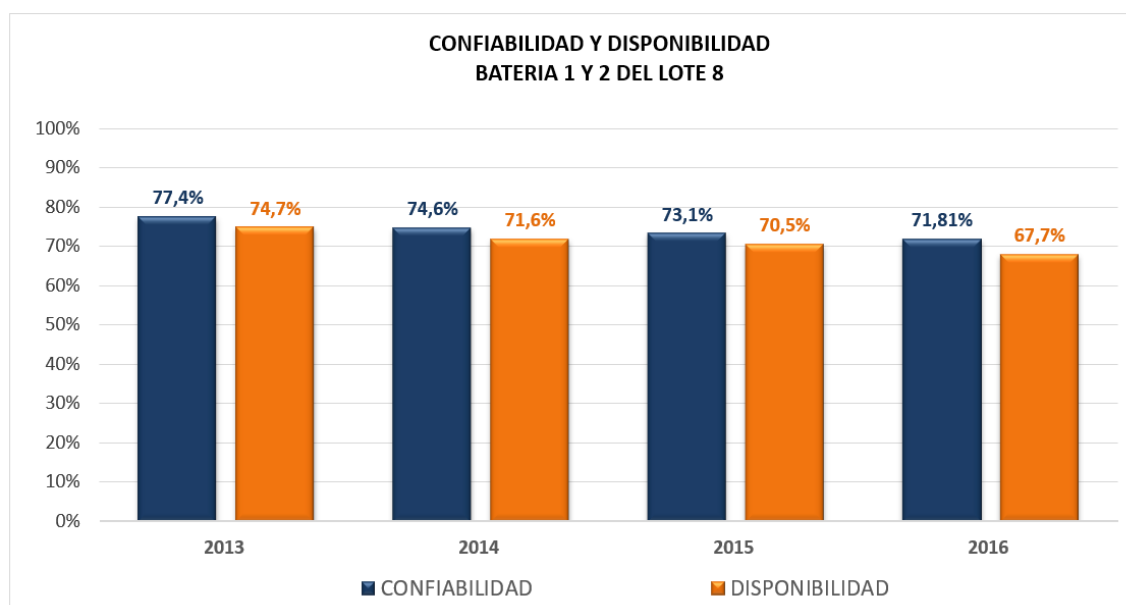
Durante 2015 y 2016, en el lote 8, operada por Pluspetrol Norte, se produjeron tres derrames relacionados con fallas de control e instrumentación en los equipos estáticos de almacenamiento de crudo, la poza de tratamiento de residuos de combustible de la batería 1 y en el tanque de combustible diésel de la central eléctrica corriente.

De los informes preliminares emitidos por la empresa Pluspetrol Norte, se reveló un mantenimiento deficiente e ineficiente, que se estaban realizando a la instrumentación asociada a los procesos de tratamiento y separación de crudo. Esto se refleja en su baja confiabilidad y disponibilidad de estos.

Analizando el historial de fallas de la instrumentación asociada a los procesos de tratamiento y separación de crudo de la batería 1 y 2 del 2013 al 2016, se puede encontrar que las fallas más frecuentes han ocurrido en la instrumentación asociada a la desaladora, separadores y tanques de almacenamiento, los cual afectaron los indicadores de confiabilidad y disponibilidad de estos procesos productivos.

**Figura 5**

*Tendencia de la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación de los años 2013 al 2016.*



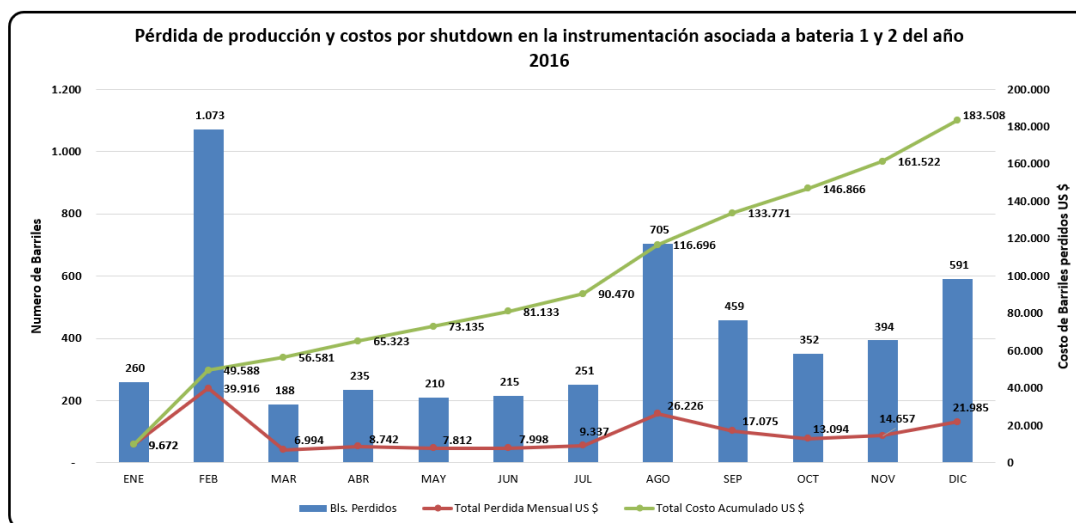
*Nota: La figura nos indica la tendencia de la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación relacionada a los procesos de tratamiento y separación de crudo de la batería 1 y batería 2, del año 2013 al año 2016.*

Las paradas imprevistas no solo tienen un impacto económico (debido a la baja confiabilidad y disponibilidad de la instrumentación asociadas a los procesos de tratamiento y separación de crudo), sino también se tiene un gran impacto ambiental por los derrames de petróleo.

Según la estadística de operaciones muestran pérdidas de producción generadas por las fallas en los sistemas de control e instrumentación (ver figura 6 y 7).

**Figura 6**

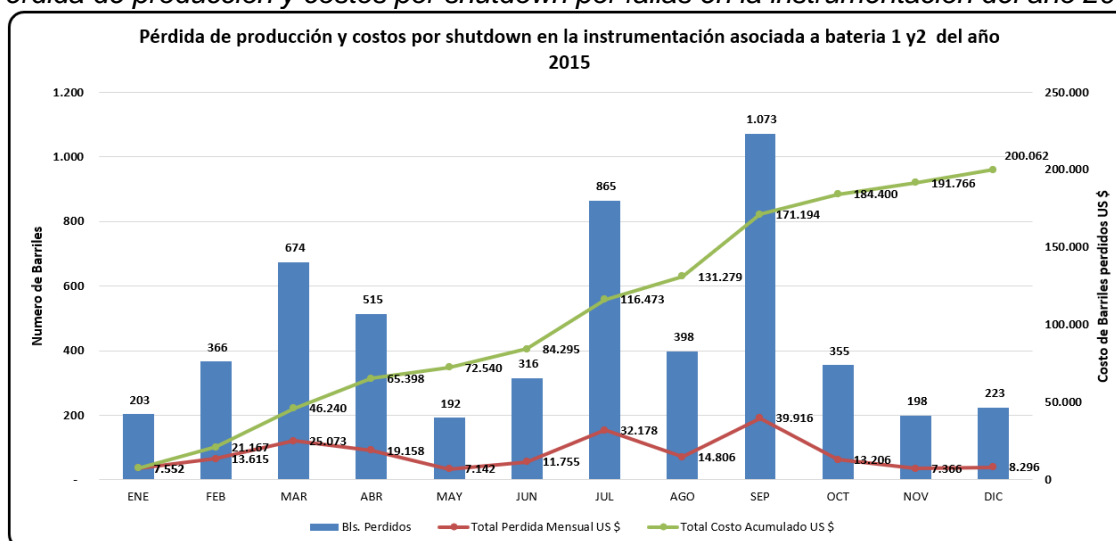
*Perdida de producción y costos por shutdown por fallas en la instrumentación del año 2016.*



*Nota: La figura nos indica el costo acumulado del año 2016, asociado por las fallas en los sistemas de control e instrumentación en las baterías 1 y 2 del Lote 8.*

**Figura 7**

*Perdida de producción y costos por shutdown por fallas en la instrumentación del año 2015.*



*Nota: La figura nos indica el costo acumulado del año 2015, asociado por las fallas en los sistemas de control e instrumentación en las baterías 1 del Lote 8.*

De la tendencia de pérdida de producción, creó la necesidad de mejorar los indicadores de disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación asociadas a estos procesos, lo que permite mejorar continuamente la gestión de mantenimiento de la instrumentación, mediante la metodología del PMO para lograr un plan de mantenimiento eficientes y efectivos que aseguren una confiabilidad y disponibilidad elevada.

### **1.3 Objetivos del estudio**

#### **1.3.1 Objetivo general**

Mejorar la disponibilidad de la instrumentación relacionada a los procesos de producción de petróleo en una empresa privada mediante la Optimización del Mantenimiento Planificado.

#### **1.3.2 Objetivos específicos**

1. Analizar los modos de falla y sus consecuencias en los instrumentos relacionados con los procesos de separación y tratamiento de crudo para su clasificación.
2. Desarrollar el plan de mantenimiento optimizado según la metodología PMO.
3. Verificar la mejora de la disponibilidad de los instrumentos relacionados a los procesos de separación y tratamiento de crudo en por lo menos en 10%.

### **1.4 Antecedentes investigativos**

Huayta (2020) realizó el trabajo de suficiencia profesional titulado “Mantenimiento y optimización de los sistemas de control y automatización en una planta concentradora”. Su objetivo fue optimizar la gestión del mantenimiento de los instrumentos de la planta concentradora Alpamarca mediante la metodología del RCM de forma experimental.

Se concluyó que la aplicación de la metodología RCM mejoró la disponibilidad de la instrumentación de la planta concentradora, incrementando la producción y disminuyendo las fallas asociadas a la instrumentación.

Zela (2017) realizó un trabajo de suficiencia profesional titulado “Planificación y programación del mantenimiento de instrumentación de la planta de chancado primario compañía Antapaccay”. Su objetivo es priorizar la gestión del mantenimiento de los instrumentos para lograr una mayor disponibilidad operacional de la instrumentación a un menor costo de intervención, así como un plan de mantenimiento anual de la instrumentación, que extendió la vida útil y redujo los tiempos de parada por fallas de estos.

Llegó a la conclusión que al establecer un plan de mantenimiento anual eficiente y efectivo de la instrumentación, relacionada a los procesos operativos de la planta de chancado primario, se puede lograr una alta disponibilidad de los equipos con bajos costos, asimismo, se puede extender la vida útil de los instrumentos y disminuyendo los tiempos de falla.

Méndez (2015) realizó el trabajo de suficiencia profesional titulado “Modelo de programa de soporte de mantenimiento basado en PMO, aplicado a las centrales de generación termoeléctrica”, con el objetivo de desarrollar un método que permita establecer mantenimientos preventivos que mejoren la disponibilidad, mantenibilidad o confiabilidad de los activos. El principio de Pareto se utiliza para identificar los activos con una alta tasa de falla. Los modos de falla y las estrategias de mantenimiento se determinan con base en los conceptos del PMO y de la norma SAE-JA1012.

Se concluyó que el tiempo de mantenimiento planificado alcanzado fue el 33% del tiempo requerido para el análisis RCM, debido a que no utiliza su método de obtención de modo de falla de la hoja de información, sino el procedimiento PMO. Logró mejorar la disponibilidad y confiabilidad en los equipos más críticos de las centrales de generación termoeléctrica.

Villacís (2017) realizó el trabajo de suficiencia profesional titulado “Optimización del mantenimiento planificado (PMO) de la central de generación eléctrica Cuyabeno bloque 58”, cuyo objetivo es incrementar la disponibilidad de los 7 grupos electrógenos de diésel Central de Generación Eléctrica Cuyabeno. Utilizó los pasos de la metodología del PMO como el diagnóstico de la condición actual, análisis de las actividades existentes, modos, efectos de falla y sus consecuencias.

Concluyó que se generan nuevas tareas efectivas y eficientes mediante la metodología del PMO, a fin de minimizar los efectos de falla y sus consecuencias. Mejorando la disponibilidad y confiabilidad de estos.



Ojeda (2017) realizó el trabajo de suficiencia profesional titulado “Diseño de Estrategias para la Inspección y Verificación de Equipos de Instrumentación en Planta Concentradora y Optimizar el Proceso de Adquisición de Datos, Soporte y Mantenimiento”, cuyo objetivo es optimizar el programa de mantenimiento de la instrumentación relacionada a la planta concentradora en una parada mensual.

Concluye que se aplicó el plan de mantenimiento efectivo debido a la necesidad en la industria minera de contar con nuevas técnicas de mejora basadas a los estándares de Calidad, Seguridad y Medio Ambiente. Logró un menor tiempo de intervención reflejado en una mejora de la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación relacionada a los procesos críticos de la Planta.

## Capítulo II. Marco teórico y conceptual

### 2.1 Marco teórico

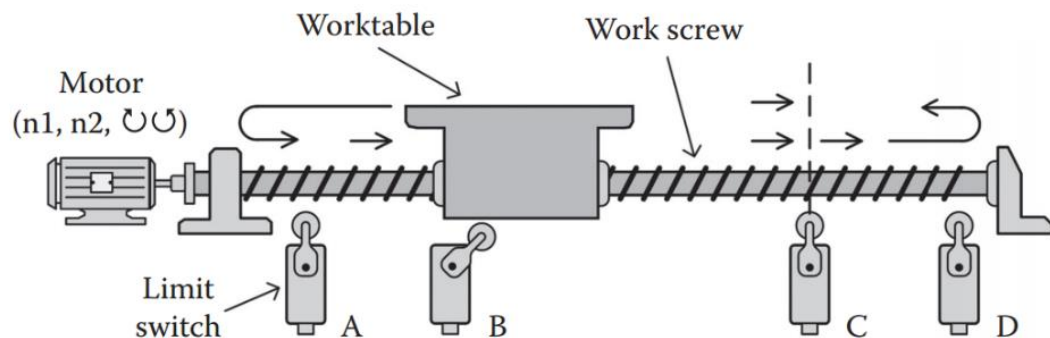
#### 2.1.1 Automatización industrial

La palabra automatización existe desde hace mucho tiempo. Proviene de las palabras griegas *autos* 'por sí mismo' y *maioma* 'lanzar'. Al traducir esos términos, se refería a la acción de realizarlo por uno mismo.

Para el funcionamiento de forma independiente, debe utilizar tecnologías para monitorear y controlar los equipos, sin la participación de personas. La automatización permite reducir y mejorar los procesos de producción a través de los elementos de mando y control (Zapata et al., 2021, p. 16).

**Figura 8**

*Ejemplo de una automatización industrial de un tornillo de avance.*



*Nota: La figura muestra la automatización de la secuencia de trabajo de un tornillo de avance (Manesis, 2018, p.8)*

La automatización industrial se define como la aplicación de la automática a un proceso o equipo industrial. La automática es la ciencia que investiga la automatización y sus aplicaciones, enfocándose en las tecnologías diseñadas para minimizar o eliminar la intervención humana en los procesos de producción. Lo que se va a automatizar recibe el nombre de planta. La automatización se utiliza tanto en los procesos de producción continua (industria química, petroquímica, cemento, etc.) como en componentes específicos (automóviles, electrodomésticos, muebles, etc.) (Brunete et al., 2020, p. 14).

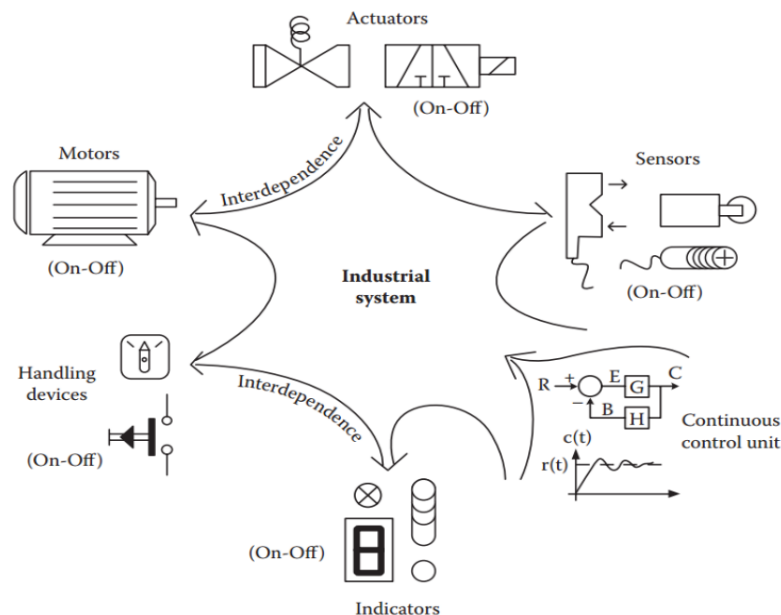
Cada vez más empresas destinan recursos al desarrollo de procesos y emplean

maquinaria automática para facilitar las actividades repetitivas. Así, la automatización se ha transformado en una ventaja competitiva. A continuación, se presenta algunos beneficios (Zapata et al., 2021, p. 16):

- Minimizar el riesgo de accidentes o enfermedades laborales: las tareas manuales repetitivas o peligrosas pueden ser reemplazadas por máquinas, garantizando así la seguridad del operador en su trabajo.
- Disminución del tiempo necesario para realizar tareas de mantenimiento: las labores manuales consumen muchas horas. Los sistemas automatizados optimizan la producción al ejecutar el trabajo de manera eficiente y efectiva.
- Incrementar la productividad: disminuir la mano de obra optimiza las operaciones de la empresa al reducir costos, incrementar ingresos en líneas de producción continuas y, en consecuencia, mejorar la eficiencia.

**Figura 9**

*Elementos básicos utilizados en la automatización industrial.*



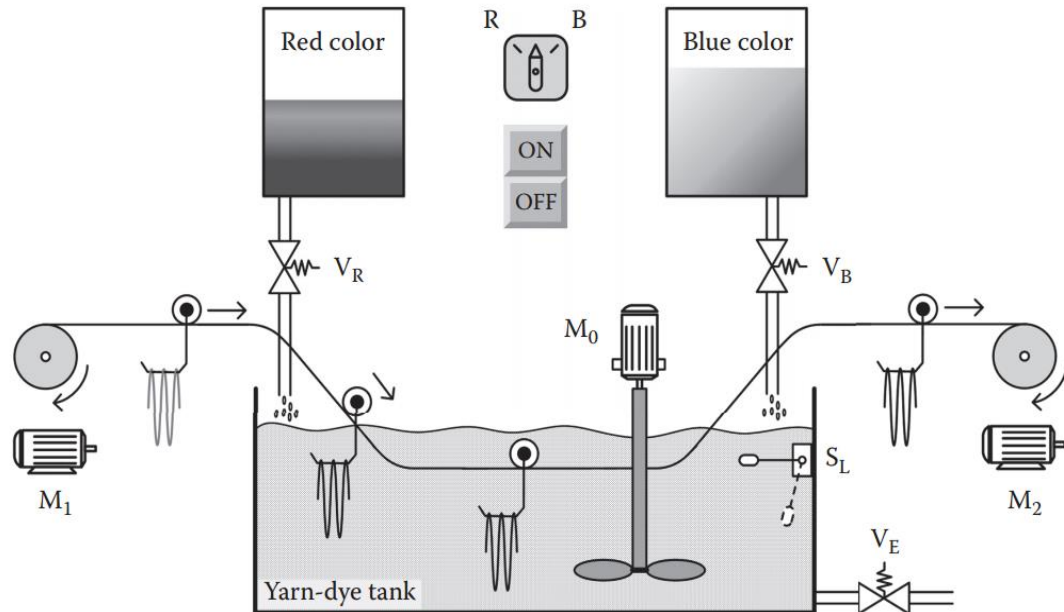
*Nota: La figura nos muestra los elementos básicos utilizados en la automatización industrial (Manesis, 2018, p.3)*

La automatización industrial se basa en tres elementos: sensores, controladores y actuadores. Los sensores, las señales y medidas necesarias están siendo recopiladas del proceso controlado. Esta información luego es analizada por la lógica de control,

ejecutándose en una unidad computacional y, en el paso final, las acciones de control interactúan con el proceso controlado a través de los actuadores (Manesis, 2018, p. 9).

**Figura 10**

*Automatización de un proceso de teñido.*



*Nota: La figura nos muestra un esquema de la automatización de un proceso de teñido para materiales textiles (Manesis, 2018, p. 6).*

### 2.1.2 Pirámide de automatización

El concepto de sistemas de automatización puede implementarse en diversas etapas del proceso de producción o en diferentes niveles de las operaciones que se llevan a cabo dentro de la fábrica. Frecuentemente se hace una distinción entre diferentes niveles, según su cercanía o lejanía al propio proceso productivo. A partir del concepto de integración de la automatización presentado anteriormente, se define como pirámide de automatización, también denominada pirámide CIM (*Computer Integrated Manufacturing*), la cual organiza una serie de niveles de automatización para integrar el conjunto de operaciones en cinco niveles (Barrientos, 2014, p. 22).

**Figura 11**

*Pirámide de automatización denominada pirámide CIM.*

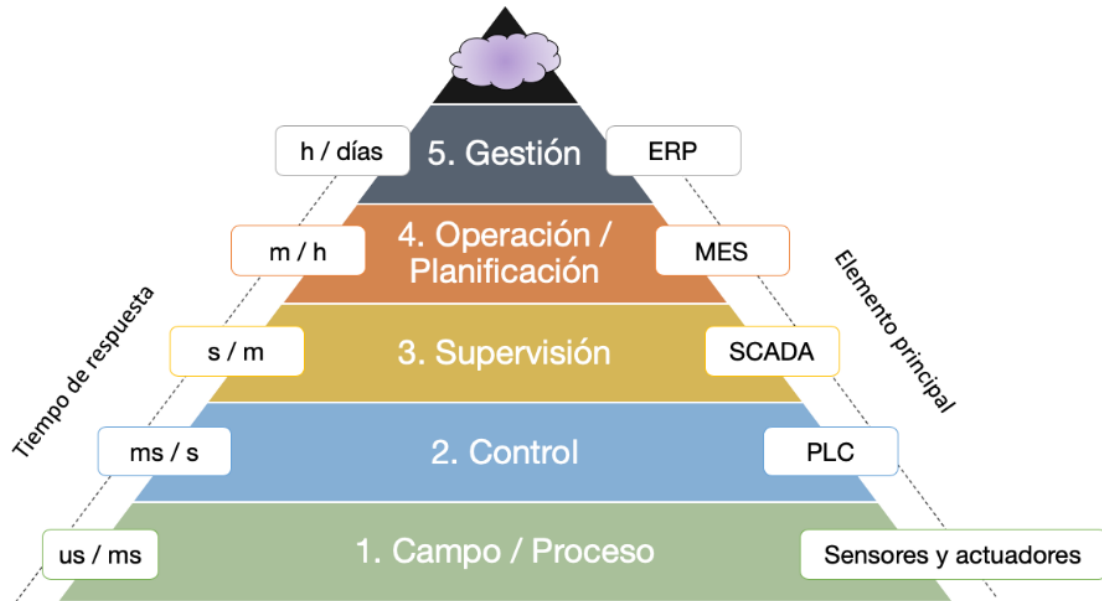


Figura 1.16: La pirámide de la automatización industrial

*Nota: Los cinco niveles de automatización (Brunete, 2020, p. 23).*

#### **2.1.2.1 Niveles de campo o proceso**

Es el nivel más inferior en la jerarquía de automatización. Abarca los actuadores, sensores y otros componentes de *hardware* que componen una máquina. En este nivel, la información del proceso se obtiene a través de los sensores que están incorporados en los actuadores. Estos sensores y actuadores que interactúan directamente con ellos y actúan con el proceso productivo se denominan dispositivos de campo (Brunete, 2020, p. 23).

#### **2.1.2.2 Nivel de control**

Este nivel consta de máquinas individuales involucradas en los procesos de producción. En este nivel se encuentran los autómatas programables como los PLC (*Programmable Logic Controllers*), así como sistemas de control numérico para máquinas, robots industriales, etc. Todos estos dispositivos se denominan controladores de máquinas (Brunete, 2020, p. 23).

### **2.1.2.3 Nivel de supervisión**

El nivel 3 es donde se ubican el sistema de control de supervisión y adquisición de datos o SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*), junto con las interfaces hombre-máquina o HMI (*Human Machine Interface*). En este nivel, los datos procesados se monitorean y supervisan a través de interfaces de usuario, y se guardan en un sistema de gestión de datos. El SCADA se emplea frecuentemente para gestionar diversas máquinas en operaciones complejas. La diferencia entre el nivel 2 y el 3 es que el SCADA se utiliza, frecuentemente, para restablecer o cambiar los valores en el nivel de control (Brunete, 2020, p. 23).

### **2.1.2.4 Nivel de operación y planificación**

Conocido también como nivel de operación o de planificación. Donde se monitorean todos los procesos de producción en una planta, desde las materias primas hasta los productos terminados. Esto facilita que la dirección adopte decisiones fundamentales fundados en esta información. Este nivel suele utilizar un sistema de gestión informática conocido como MES (*Manufacturing Execution System*) (Brunete, 2020, p. 23).

### **2.1.2.5 Nivel de gestión**

El ultimo nivel se llama el nivel de gestión. Este se basa en el sistema de gestión integrado para empresas, conocido como ERP (*Enterprise Resource Planning*). En este lugar, la alta dirección puede supervisar y gestionar las operaciones. El ERP consiste en un conjunto de aplicaciones informáticas que permiten observar todas las actividades que suceden dentro de la organización. Emplea la tecnología de los niveles anteriores junto con otros programas adicionales para alcanzar este grado de integración. Así, la empresa puede supervisar todos niveles del negocio incluyendo producción, las ventas, las compras, las finanzas y la nómina, entre otros. Mientras que el MES monitorea y controla una sola planta, ERP proporciona supervisión, informes y control para corporaciones enteras (Brunete, 2020, p. 23).

### **2.1.3 Control industrial**

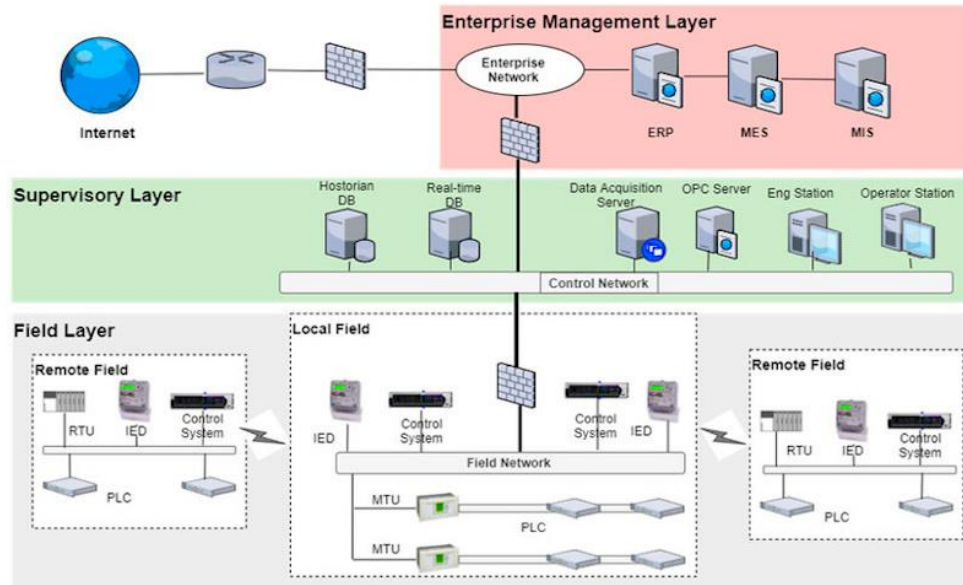
Los procesos industriales necesitan supervisar la producción de diferentes productos finales. Es esencial regular y mantener estables variables como presión, caudal, nivel, etc. Los instrumentos de medición y control facilitan el ajuste de estas magnitudes de manera más efectiva que un operador. Gracias a los instrumentos, se puede producir productos complejos en condiciones alta de calidad y de características, condiciones que el operador le serían imposibles o muy difíciles de conseguir, realizando exclusivamente un control manual (Creus, 2010, p. 1).

Un sistema de control industrial se define como todo aquel grupo de dispositivos que actúan con el fin de mantener a las variables del proceso dentro de los rangos operacionales óptimos. Un sistema de control necesita elementos de medición (sensores de nivel, presión, flujo, temperatura, etc.), dispositivos de procesamiento de datos (controladores y CPU o *Central Processing Unit*) y actuadores (válvulas, motores, etc.) para operar y controlar las variables del proceso. El sistema de control debe cumplir con los siguientes requisitos (Manesis, 2018, p. 7):

- Eliminar interferencias externas
- Garantizar la estabilidad del proceso
- Optimización del proceso
- Operación segura

**Figura 12**

*Segmentos clave de un Sistema de Control Industrial (ICS).*



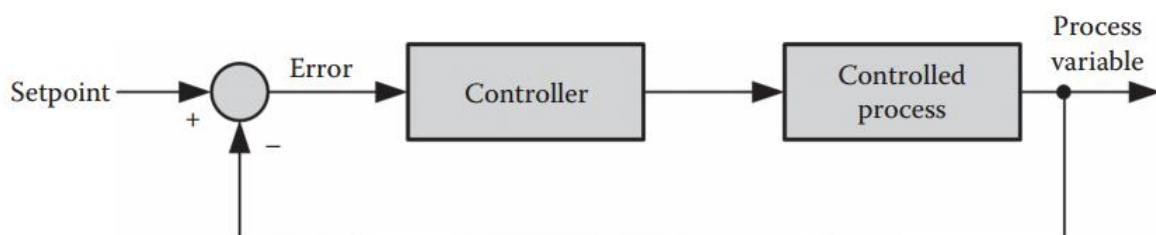
*Nota: La figura nos muestra la segmentación clave para un sistema de control industrial (Caballero, 2022).  
[https://www.reydes.com/d/?q=Segmentos\\_Clave\\_de\\_un\\_Sistema\\_de\\_Control\\_Industrial\\_ICs](https://www.reydes.com/d/?q=Segmentos_Clave_de_un_Sistema_de_Control_Industrial_ICs)*

### **2.1.3.1 Control PID (Proportional, Integral, and Differential Control)**

Los controladores de retroalimentación están diseñados para producir una ‘salida’, que actúa adecuadamente en un proceso con el fin de conducir una variable de proceso medida al valor deseado, llamado punto de ajuste (Manesis, 2018, p. 373).

**Figura 13**

*Bucle de control de retroalimentación típico.*



*Nota: La figura muestra un bucle de control de retroalimentación típico, donde los bloques representan la dinámica de todo el sistema (controlador y proceso controlado) y las flechas representan el flujo de información en la forma de señales eléctricas o en forma de datos (Manesis, 2018, p. 374)*

### **2.1.3.2 Control PID en PLC**

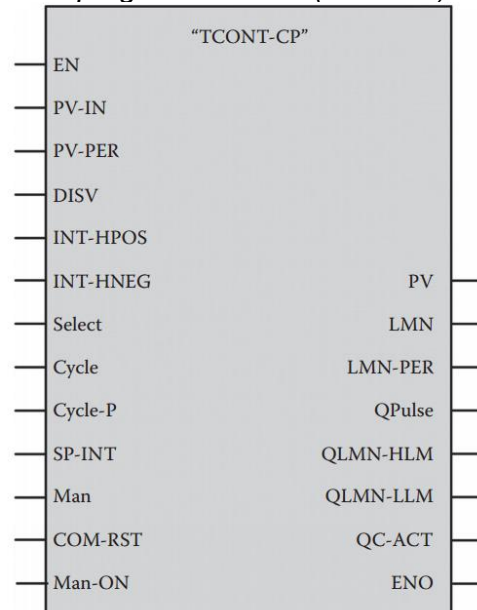
Respecto a los PLC, existen dos formas de implementar el control PID. En el primer caso, el algoritmo PID se integra al *software* de programación del PLC y se denomina una subrutina, es decir como un FB (*function block*) desarrollado por el fabricante del PLC. El



algoritmo PID está contenido en la biblioteca correspondiente, por lo que solo es necesaria la declaración las variables y los parámetros del proceso controlado. Estos valores de parámetros necesarios para el funcionamiento del PID FB se almacenarán en la base de datos correspondiente (Manesis, 2018, p. 376).

**Figura 14**

*Parámetros para asignar en un programa PID FB (Siemens).*

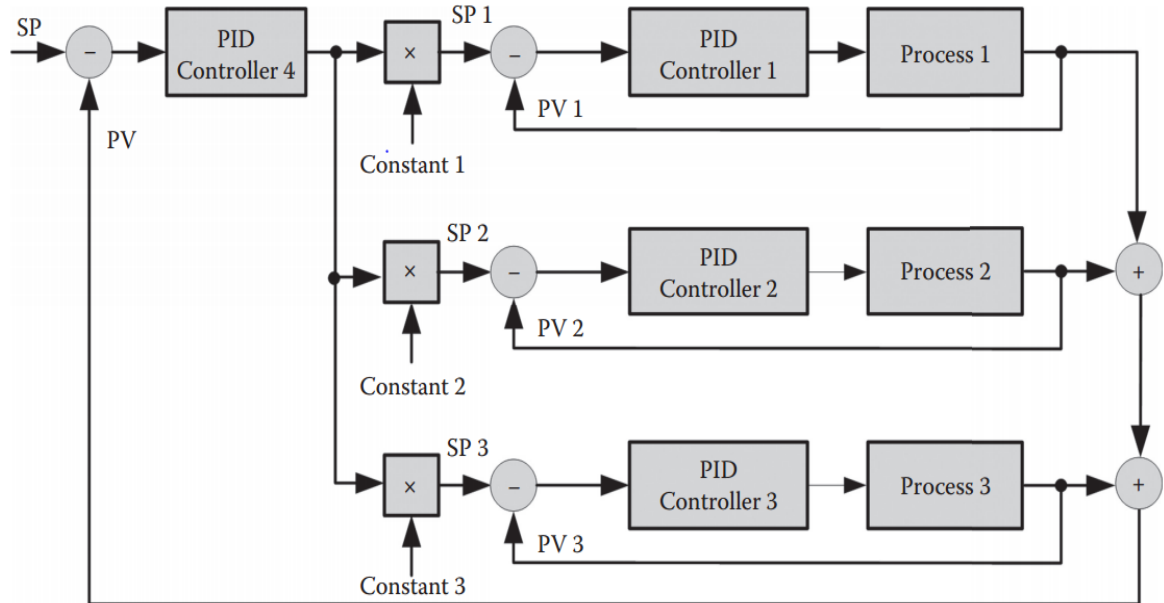


*Nota: La figura muestra el símbolo de la llamada de PID FB en lenguaje FBD del software Siemens Step7 (Manesis, 2018, p. 377).*

El segundo enfoque consiste en proporcionar un módulo de control PID separado, que tiene su propio microprocesador autónomo, sus propias entradas y salidas analógicas independientes. De esta manera, el módulo de control PID realiza las funciones de control independientemente del ciclo de escaneo de la CPU (Central Processing Unit) del PLC, pero se comunica con el PLC para intercambiar los valores de los parámetros y variables. Además, el módulo de control PID independiente tiene más funciones que el FB integrado en el algoritmo del *software* (Manesis, 2018, p. 377).

**Figura 15**

*Parámetros combinación de controladores PID.*



*Nota: La figura muestra los parámetros Combinación de controladores PID para controlar tres subprocesos interrelacionados (Siemens, módulo FM 355 PID) (Manesis, 2018, p. 379).*

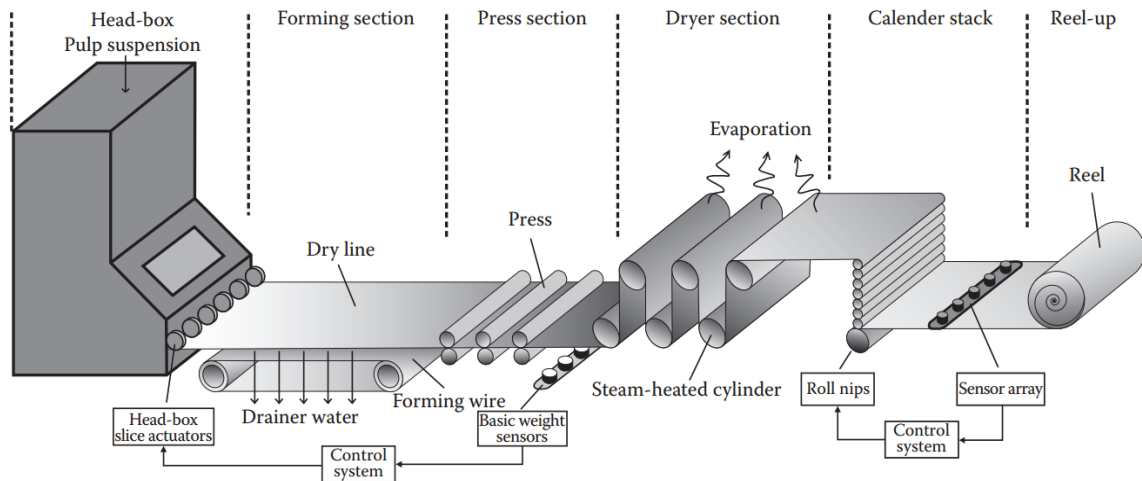
#### **2.1.4 Control de procesos**

El control de procesos se define como el control continuo de variables analógicas y físicas utilizando cualquier tipo de actuador (Manesis, 2018, p. 6).

En el control de procesos industriales, existen diversas variables del proceso que muestran cambios aleatorios, que se deben, principalmente, a diversas perturbaciones externas durante las etapas de producción. Estas diferencias pueden reducirse y eliminarse mediante la aplicación adecuada de los principios de control. Es importante que las variables de proceso cambien su valor establecido. Este problema también se puede resolver utilizando la teoría del control automático y aplicaciones prácticas de métodos teóricos como el control PID (Manesis, 2018, p. 7).

**Figura 16**

*Control de procesos de la línea de producción típica de una máquina de papel integrada.*



*Nota: La figura nos muestra el control de procesos de la línea de producción típica de una máquina de papel integrada (Manesis, 2018, p. 2).*

### **2.1.5 Automatización y control industrial por computadora**

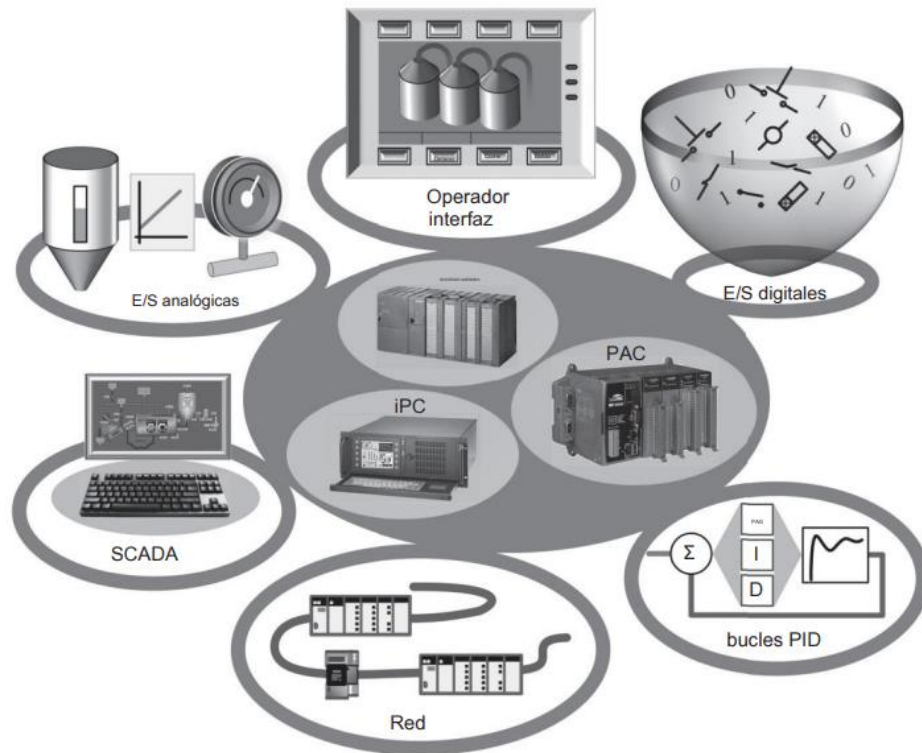
En los últimos años la tarea de controlar un proceso industrial ha evolucionado. Inicia con una operación totalmente manual, pasa a la era del control analógico y la automatización de bajo nivel y, recientemente, alcanzando un enfoque de automatización y control totalmente basado en computadora (Manesis, 2018, p. 13).

Hoy en día, un sistema de automatización y control industrial, desde una perspectiva del *hardware*, incluyen muchos tipos de dispositivos digitales como los iPC (Industrial Personal Computers), PLCs, PAC (*Programmable Automation Controllers*) y otros controladores digitales específicos. (Manesis, 2018, p. 14).

Las configuraciones más complejas de sistemas de control y automatización incluyen plataformas de *software* y *hardware* como sistemas SCADA, DCS (*Distributed Control System*) y sistemas de comunicación industrial (Modbus, fielbus). En este punto, cabe señalar que el uso de todas las tecnologías anteriores mencionadas en el sector industrial es fundamental para lograr el rendimiento y la calidad requeridos (Manesis, 2018, p. 1).

**Figura 17**

*Sistema de automatización y control industrial.*

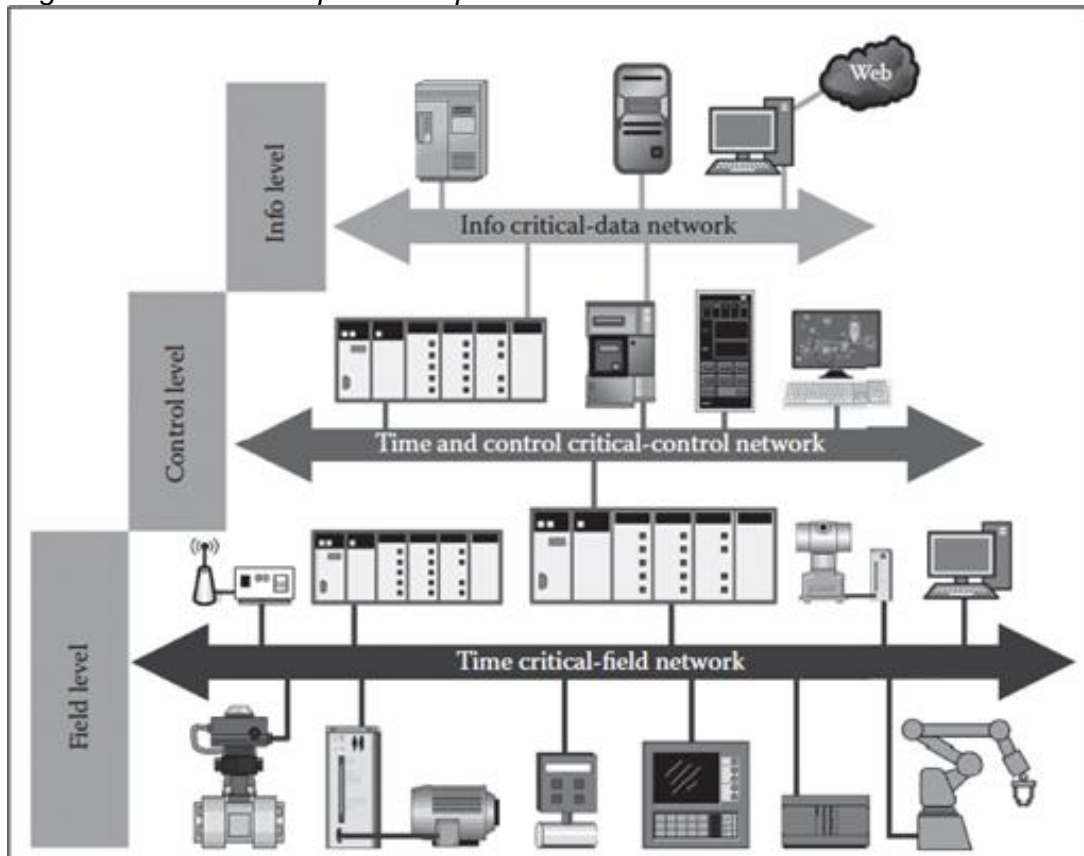


*Nota: La figura nos muestra un sistema utilizado en la automatización y control industrial (Manesis, 2018, p. 15).*

Utilizando el modelo CIM, los procesos industriales se pueden organizar en una estructura jerárquica utilizando las tres primeras capas de CIM, donde la capa más baja o *Field Level* (Nivel de campo) consta de sensores, actuadores, transmisores y microcontroladores integrados. La segunda capa o *Control Level* (Nivel de control) es donde están conectados con los PLC, PACS (*Picture Archiving Communication System*), etc. La tercera capa se llama *Supervision Level* (Nivel de supervisión), que es la capa del nivel de monitoreo, aquí es donde se ubican las computadoras principales con función de SCADA (Manesis, 2018, p. 18).

**Figura 18**

*Integración de las tres capas de un proceso industrial.*



*Nota: La figura nos muestra las capas de un proceso industrial (Manesis, 2018, p. 17).*

Cada nivel del modelo de proceso industrial tiene sus propios parámetros técnicos según sus diferentes objetivos operativos de cada nivel. Por ejemplo, podríamos tener un bucle de control en tiempo real en el nivel de campo, mientras que en el nivel de supervisión podríamos contar con circuito de control que opere de manera periódica para asegurar un monitoreo efectivo. También debe quedar claro que las redes en los distintos niveles están interconectadas para asegurar la transferencia de información de la capa inferior a la superior y viceversa (Manesis, 2018, p. 18).

## **2.1.6 PLC, DCS y SCADA**

### **2.1.6.1 Controlador lógico programable**

Un autómatas programable se define como una computadora digital creada para programar y gestionar procesos secuenciales en tiempo real, con la habilidad de funcionar dentro de un entorno industrial. La NEMA (*National Electrical Manufacturers Association*)

define un autómata programable como un dispositivo electrónico digital que utiliza una memoria programable para almacenar instrucciones para implementar funciones lógicas, secuenciales, temporizadores, contadores y funciones aritméticas para controlar, a través de módulos de entradas/salidas digitales y analógicas, diferentes tipos de máquinas o procesos. Los PLC se utilizan para lograr la automatización, es decir, son dispositivos electrónicos que reproducen programas informáticos con el fin de controlar un proceso secuencial (Barrientos, 2014, p. 106).

**Figura 19**

*Arquitectura básica de un PLC.*



*Nota: La figura nos muestra la arquitectura básica de un PLC (Barrientos, 2014, p. 110).*

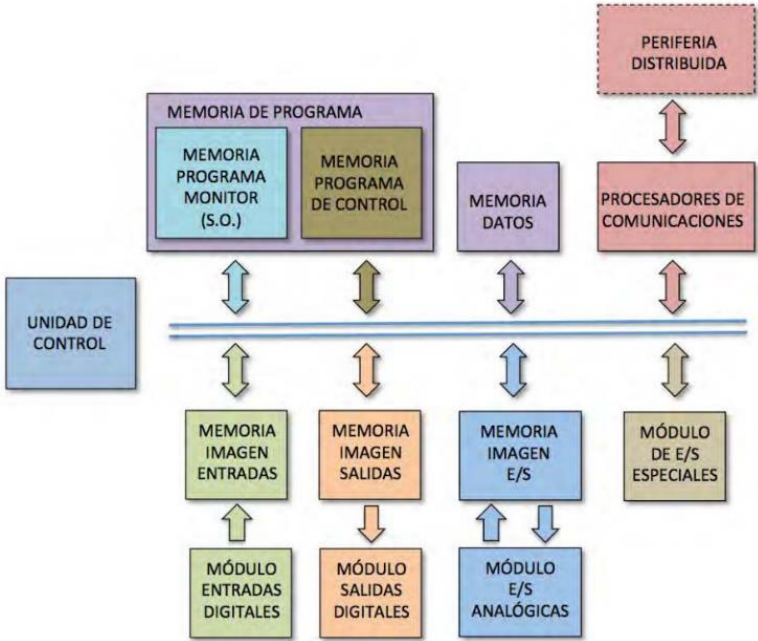
Un PLC es un dispositivo de entradas y salidas digitales. Las entradas se conectan a sensores e interruptores utilizados en procesos industriales. Su diseño permite simplificar la integración de estos dispositivos, facilitando la automatización y el control en entornos industriales. Por lo general, las entradas se interconectan a través de aislamiento galvánico por grupos mediante optoacopladores para salvaguardar el equipo. Asimismo, las salidas digitales se conectan a los actuadores (bobinas, lámparas, motores, etc.), que se encuentran en los procesos industriales (Barrientos, 2014, p. 110).

La capacidad de un PLC se mide por la cantidad máxima de variables digitales de entrada y salida que puede manejar, lo cual es un parámetro fundamental en su rendimiento. De esta manera, los PLC pequeños pueden manejar entre 32 y 128 variables

de E/S digitales, mientras que los PLC grandes se suele denominar a aquellos que manejan más de 1000 E/S digitales (Barrientos, 2014, p. 111).

**Figura 20**

*Esquema de bloques de un autómata programable.*



*Nota: La figura muestra el esquema de bloques de un autómata programable (Barrientos, 2014, p. 111).*

**Tabla 1**

*Clasificación de los autómatas programables por su tamaño.*

Tipo de autómata programable	Número máximo de variables de E/S digitales
Grande	>1000
Mediano	Entre 128 y 1000
Pequeño	Entre 32 y 128
Micro	<32

*Nota: Fuente Barrientos (2014, p.112).*

El ciclo de operación básico de un PLC, también conocido como ciclo principal o ciclo de *scan*, se puede resumir en los siguientes pasos (Barrientos, 2014, p. 119):

- Obtener los valores de los módulos de entrada en la periferia y transferirlos a la representación de las entradas en la imagen correspondiente.
- La actualización de la imagen del proceso se completa junto con la fase anterior
- Realizar el programa del usuario implica que, durante su ejecución, los resultados de las combinaciones lógicas y otras operaciones se guardan en la memoria,

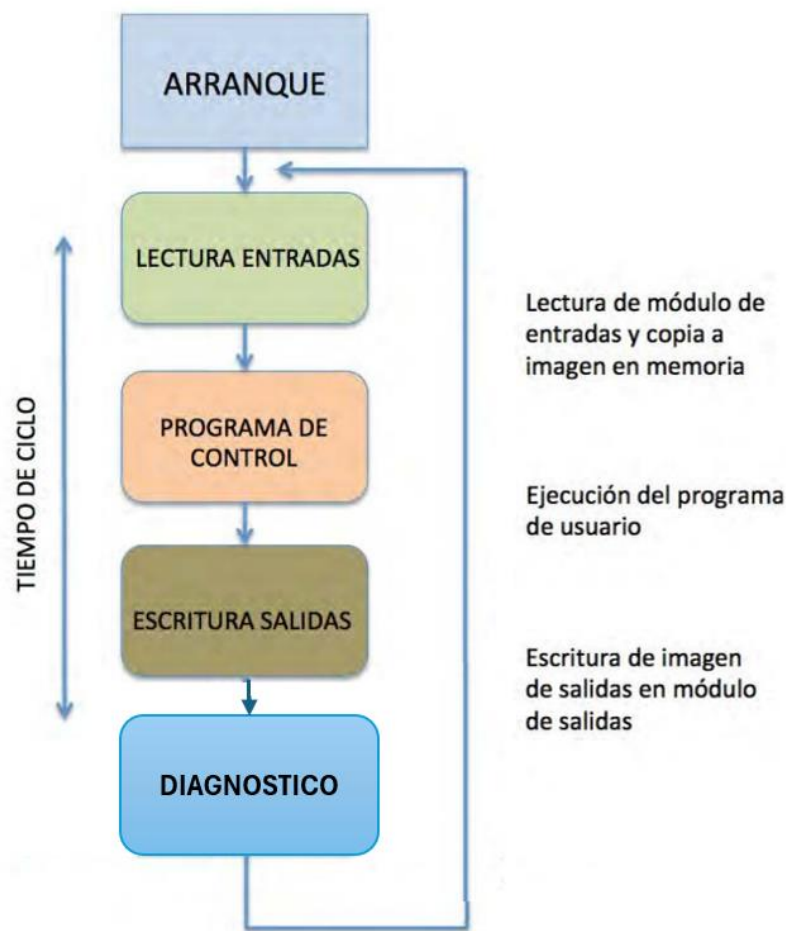


creando una representación del proceso de salida que no se envía directamente a la salida real.

- Los módulos de salida en la periferia del dispositivo se actualizan de acuerdo con la imagen almacenada en la memoria del sistema.
- Diagnóstico del PLC, un programa que evaluar el funcionamiento óptimo del PLC (CPU, memoria, etc.).

**Figura 21**

*Ciclo de funcionamiento básico de un PLC.*



*Nota:* La figura nos muestra el ciclo básico de funcionamiento de un autómata programable (Barrientos, 2014, p. 120).

En 1993, la IEC (International Electrotechnical Commission) desarrollo un estándar para unificar los métodos de programación de los PLC de los distintos fabricantes. Esta norma se conoció estándar IEC 61131 (anteriormente identificado como IEC1131) y fue adoptada gradualmente por varios fabricantes. Este estándar tiene como objetivo



especificar varios aspectos de un PLC. En concreto, y tras continuas revisiones y ampliaciones, la norma IEC 61131 consta actualmente de 8 partes. (Barrientos, 2014, p. 121).

**Tabla 2**

*Partes del estándar IEC 61131.*

Parte del IEC 61131	Contenido
1	Información general y definiciones
2	Equipos, requisitos hardware y test
3	Modos de programación
4	Orientación general al usuario
5	Comunicaciones
6	Buses de campo (en desarrollo)
7	Control borroso
8	Guías de diseño e implantación

*Nota: Barrientos (2014, p. 122).*

### **2.1.6.2 Sistema de control distribuido**

Los sistemas de control distribuido o descentralizado son aquellos que cuentan con múltiples equipos de control, cada uno encargado de gestionar una sección específica del proceso total. Los sensores y actuadores de cada componente están enlazados al equipo de control correspondiente. Para el correcto funcionamiento del sistema global, es esencial que los dispositivos se comuniquen entre ellos. Esto implica la existencia de una red que permita la transferencia de datos de configuración y valores de variables de proceso entre los dispositivos. Por tanto, un sistema de control distribuido está formado por dispositivos conectados mediante una red de comunicación (Sanchis, 2010, p. 185).

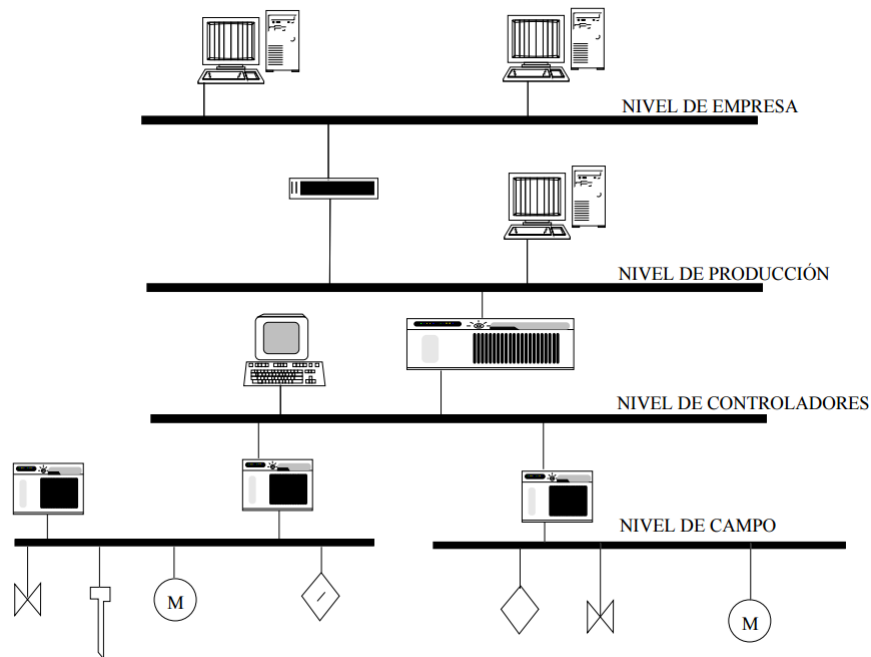
Las estructuras de control distribuido tienen las siguientes ventajas (Sanchis, 2010, p. 185):

- Se pueden poner en funcionamiento simultáneo e independientemente las partes concretas de la instalación
- Los programas son más pequeños y simples
- Realizar un procesamiento paralelo de los sistemas de automatización distribuidos
- Menor tiempo de respuesta

- Estructura de seguimiento que puedan realizar funciones de diagnóstico
- Mejora de la disponibilidad de los diversos procesos de producción

**Figura 22**

*Niveles de un sistema de control distribuido.*



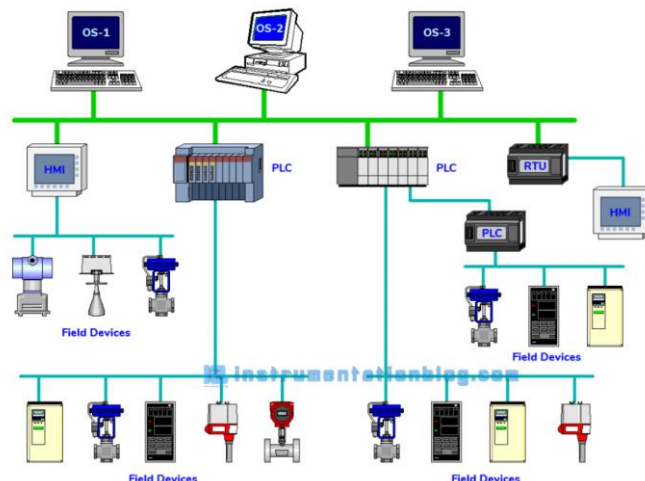
*Nota: La figura nos muestra los niveles de un sistema de control distribuido (Sanchis Llopis, 2010, p. 186).*

- En el nivel de campo, se establece una conexión entre un controlador, generalmente un PLC, y diversos dispositivos como variadores de frecuencia, controladores PID, módulos remotos de entradas y salidas, así como sensores y actuadores inteligentes. Esta conexión se lleva a cabo a través de una red conocida como bus de campo. (Sanchis, 2010, p. 186).
- En el nivel de controladores, se integran diversos dispositivos de control, como los PLC, que gestionan segmentos del proceso. Generalmente, un ordenador de alto rendimiento actúa como el dispositivo central, facilitando la conexión entre esta red y la red del nivel superior. La red que implementa este nivel también es un bus de campo, aunque suele tener una mayor capacidad que se utiliza en el nivel de campo (Sanchis, 2010, p. 186).

- En el nivel de producción, se interconectan los principales computadores automáticos de cada célula, facilitando así la comunicación y el funcionamiento eficiente del sistema en su conjunto. Estos a su vez están conectados al computador de gestión. Estos están vinculados al computador de gestión, y su red generalmente corresponde a redes de mayor jerarquía, como Ethernet (Sanchis, 2010, p. 186).
- Nivel de empresa: en este nivel se conectan los computadores de gestión de la empresa (Sanchis, 2010, p. 186).

**Figura 23**

*Sistema de control distribuido.*



*Nota: La figura nos muestra la arquitectura de un sistema de control distribuido (Altamirano, 2023). Fuente <https://blog.suileraltamirano.com/sistema-de-control-distribuido-dcs/>*

### **2.1.6.3 Supervisión, control y adquisición de datos**

El SCADA es un programa que conecta un computador con los equipos que controlan un proceso, generalmente autómatas programables, para que el operador pueda supervisar todo el proceso desde el computador (Sanchis, 2010, p. 213).

Mediante la red de comunicación, SCADA tiene la capacidad de leer y escribir datos en la memoria de los dispositivos. El programa puede mostrar el estado de diversas variables del proceso controlado en el monitor del computador. Además, a través del programa SCADA, el operador puede enviar consignas de funcionamiento u ordenes de

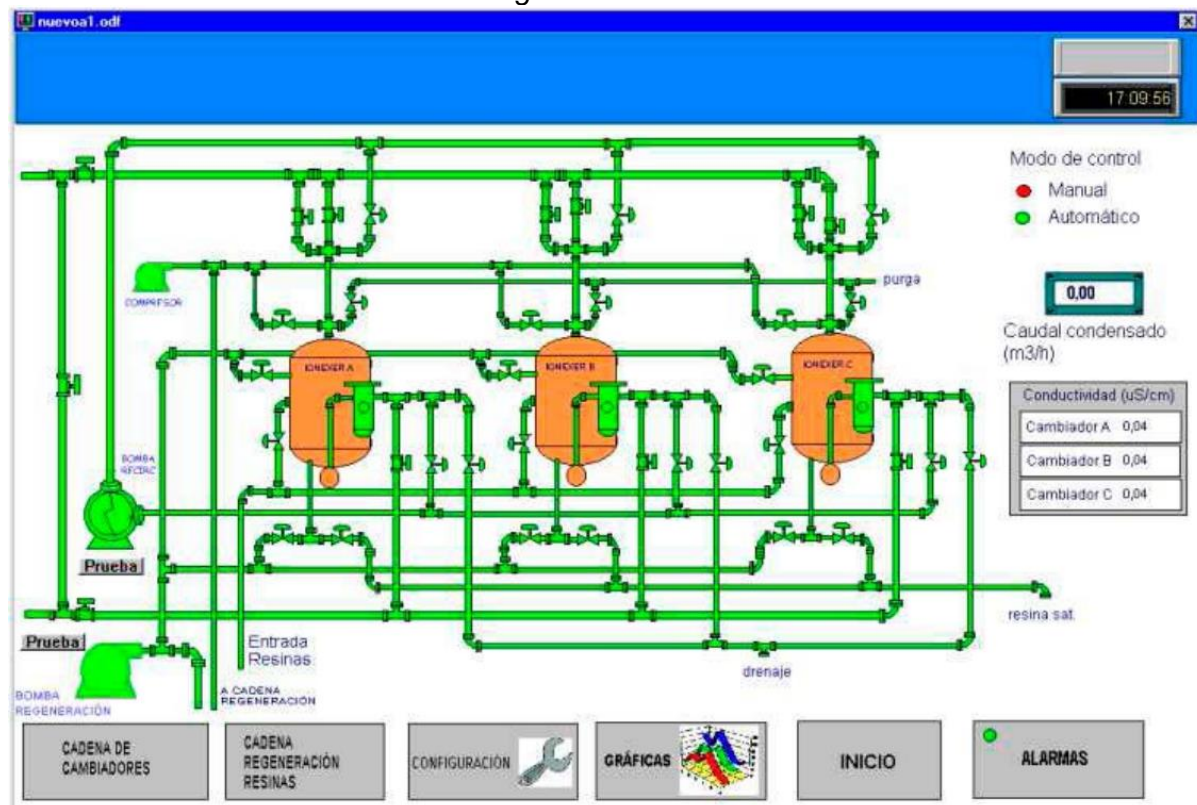
marcha y paro a los diferentes equipos de control (Sanchis, 2010, p. 214).

La supervisión de procesos, la recopilación de datos y la transmisión asincrónica de consignas de funcionamiento son los principales objetivos de SCADA. Los equipos de control, como los autómatas programables, realizan el control en tiempo real y pueden reaccionar a los cambios en los procesos. (Sanchis, 2010, p. 214).

El *software* SCADA comercial tiene dos programas comunes. El programa de desarrollo facilita la creación de aplicaciones según el proceso requerido, mientras que el programa de ejecución permite su funcionamiento. Una vez que se ha creado, la única exigencia para el funcionamiento de la aplicación es el programa de ejecución. Para facilitar el desarrollo de la aplicación, el programa de desarrollo incluye librerías gráficas con objetos. Entre los componentes de esos objetos se encuentran indicadores digitales y analógicos, gráficos de tendencia, gráficos de barras, botones, ventanas de diálogo con el usuario y componentes físicos como bombas o depósitos. (Sanchis, 2010, p. 215).

**Figura 24**

*Sistema SCADA de un sistema de refrigeración de resina.*



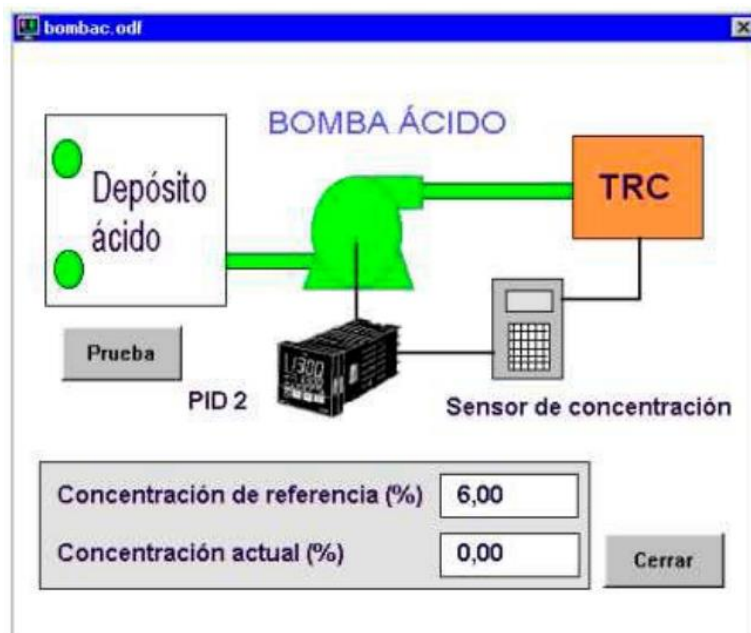
*Nota: La figura nos muestra el sistema SCADA de un sistema de refrigeración de resinas (Sanchis, 2010, p. 221).*

Para desarrollar una aplicación SCADA, es necesario seguir que se detallan a continuación en términos generales:

- Es necesario instalar los controladores correctos para todos los dispositivos conectados y también para el tipo de red utilizada.
- Ajustar la configuración de los dispositivos conectados y establecer su dirección dentro de la red correspondiente.
- Definir las variables del computador que se utilizarán.
- Distribuir la aplicación en ventanas distintas para mejorar el acceso a la información. Si la aplicación es muy básica, solo requerirá una única ventana para su funcionamiento.
- Arrastrar los objetos necesarios de las librerías y configurar sus propiedades (acciones asociadas) para crear cada ventana.

**Figura 25**

*Ventana de estado del sistema SCADA de una bomba*



*Nota: La figura nos muestra el estado de una bomba dosificadora de ácido (Sanchis, 2010, p. 222).*

Para implementar el control automatizado de la planta, la aplicación SCADA debe realizar las siguientes funciones (Sanchis, 2010, p. 217):

- Debe reflejar el estado actual de la planta.
- Presentar los parámetros de control más importantes, incluyendo el flujo del agua condensada, que son esenciales para el correcto funcionamiento del sistema.
- Permitir la configuración del número de trasvases de resinas y los tiempos de las etapas.
- Presentar gráficos evolutivos que incorporen variables como el flujo de condensado, los niveles de conductividad y otros parámetros relevantes.
- Presentar un panel de alarmas de la planta, generar un registro diario de alarmas e imprimirlas de forma continua.
- Habilitar la opción de seleccionar entre control automático o manual según las preferencias del usuario.

**Figura 26**

*Ventana de alarmas del sistema SCADA de una Planta de ácidos*



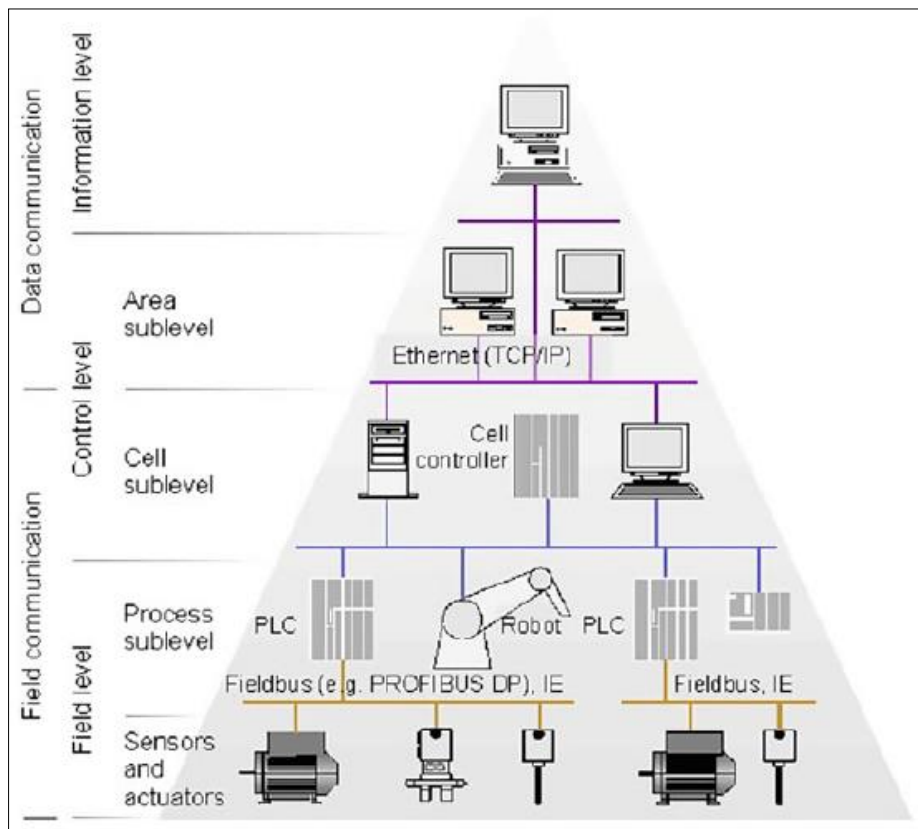
*Nota: La figura nos muestra un cuadro de alarmas del sistema SCADA de una Planta de ácidos (Sanchis, 2010, p. 223).*

### 2.1.7 Redes de control industrial

PLC, SCADA y DCS son los tres componentes principales de las redes industriales. Los instrumentos de campo (como sensores, actuadores), los dispositivos de campo inteligentes, PC de control y supervisión, controladores con I/O distribuidas y HMI (*Human-Machine Interface*) son parte de la arquitectura de control y comunicación de estos tres componentes. Estos dispositivos están conectados y comunicados por una red de comunicación denominada Red Industrial. Estas redes transmiten datos o las señales de control a través de cables (coaxial, par trenzado o fibra óptica) o medios de comunicación inalámbrica (Kim, 2019, p. 3).

**Figura 27**

*Arquitectura de la red industrial.*



*Nota: La figura muestra la arquitectura en Redes de Control Industrial. Fuente Kim (2019, p.5).*

La figura 27 muestra cómo se construyen las redes de control industrial en una topología jerárquica, con tres niveles fundamentales: nivel informativo, de control y de campo. Cada nivel tiene sus propios requisitos, que afectan la red utilizada para ese nivel.

- El nivel campo consiste en máquinas, sensores y actuadores de procesos. La transferencia de información entre estos dispositivos y los PLC es el trabajo de este nivel. Los métodos de transferencia de información son digitales, analógicos o híbridos. Dado que facilita el control distribuido entre varios controladores y dispositivos de campo inteligentes-. La tecnología Fieldbus es, actualmente, la red de comunicaciones más avanzada utilizada en el nivel de campo (Kim, 2019, p. 4).
- Los dispositivos de red, las celdas de trabajo y las áreas de trabajo componen el nivel de control. Este nivel implementa *SCADA*. Por ejemplo, en una planta de asfalto automatizada, los sistemas de control individuales en este nivel de red reciben información sobre el tipo de asfalto, la cantidad de agregados, la temperatura de mezcla y otras opciones. Esto permite a los controladores seleccionar el programa adecuado para preparar correctamente la mezcla de asfalto en caliente. Configurar dispositivos automatizados, cargar datos de programa y proceso, valores de variables, ajustes de variables, supervisión, visualizar variables de datos en HMI, archivos históricos, entre otros son tareas de este nivel de red. En este nivel, la red LAN (*Local Area Network*) es ampliamente utilizada como red de comunicación. En el nivel de control, *Ethernet* con protocolo TCP/IP es el método más común para conectar las unidades de control con las computadoras (Kim, 2019, p. 5).
- El nivel informativo del sistema industrial obtiene datos de niveles inferiores, como el control. Maneja grandes volúmenes de información que no son críticos ni se utilizan constantemente. Por ello, las WAN Ethernet son comúnmente empleadas para la planificación y gestión de fábricas. Estas redes a menudo pueden unirse a otras redes industriales a través de portales (Kim, 2019, p. 6).

Los dos paradigmas que operan las redes de control industrial son activados por tiempo y activadas por eventos. Los sistemas funcionan periódicamente en las aplicaciones que están activadas por tiempo. Primero, esperan el inicio del período (o



alguna compensación desde el principio), muestrean sus entradas y calculan algún algoritmo de acuerdo con las entradas y algunos datos de puntos de ajuste recibidos de computadoras superiores en la jerarquía. Luego, muestran los resultados a las salidas. En la base de la jerarquía, los sensores y actuadores gestionan las entradas y salidas del sistema. Mientras tanto, cuando ocurren eventos en las aplicaciones activadas por eventos, el sistema se activa. Un evento puede ser la llegada de un mensaje con un nuevo comando, un estado de finalización o el cambio de una entrada detectado por un circuito. La aplicación calcula un algoritmo para determinar el valor adecuado de la respuesta cuando se recibe un evento. Luego, la respuesta se envía como un evento a otra aplicación, ya sea local o remota (Kim, 2019, p. 6).

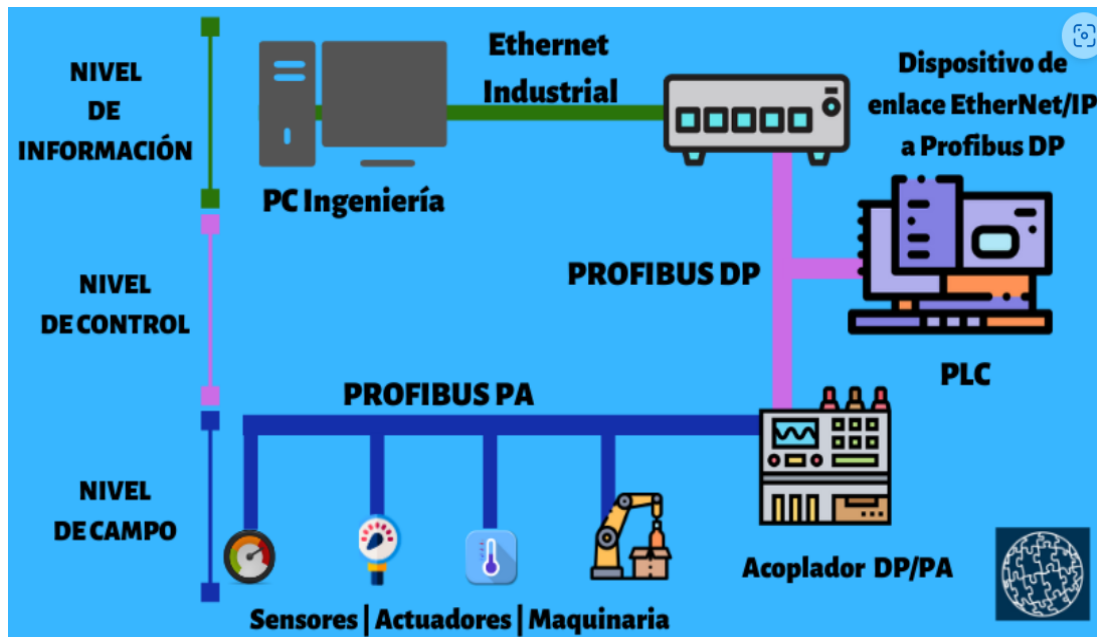
### **2.1.8 Redes de comunicación industrial**

Para satisfacer las necesidades de intercomunicación en tiempo real, las comunicaciones deben tener ciertas características. Además, deben poder soportar condiciones ambientales extremas y ruidos electromagnéticos intensos. Las dos áreas principales de la comunicación industrial son la comunicación a nivel de campo y la comunicación hacia SCADA. La transmisión de datos se realiza en ambos casos en tiempo real o, por lo menos, con una demora que no es significativa en comparación con los tiempos de proceso, lo que podría ser crucial para el nivel de campo (Hurtado, 2019, p. 6).

Los dispositivos deben comunicarse para que las redes puedan realizar sus tareas. Las redes de seguimiento y control industriales dependen en gran medida de las tecnologías tradicionales de comunicación por cable. Como resultado, se llevó a cabo esta comunicación a través de sistemas cableados punto a punto. Sin embargo, tales sistemas requerían una gran cantidad de cableado, lo que provocó una gran cantidad de puntos físicos de falla, como mazos de cables y conectores, lo que resultó en un sistema extremadamente poco confiable. el sistema. Estos problemas llevaron a la sustitución de los sistemas punto a punto con Tecnologías de comunicación industrial avanzada (Kim, 2019, p. 8).

**Figura 28**

*Arquitectura básica de las redes de comunicación industrial.*



*Nota: La figura nos muestra la arquitectura de una red de comunicación industrial por SICMA21, 2021.  
Fuente <https://www.sicma21.com/que-son-las-redes-de-comunicacion-industrial/>*

### **2.1.8.1 Tipos de redes**

**A. Buses de campo.** Un bus de campo es un sistema que facilita la transmisión de información, simplificando así la instalación y operación de máquinas y equipos industriales en procesos de producción. Las redes digitales son generalmente bidireccionales y multipunto, conectándose a un bus serie que incluye dispositivos de campo como PLC, sensores y variadores de frecuencia. Cada dispositivo posee funciones de procesamiento específicas, actuando como un dispositivo inteligente, capaz de realizar diagnósticos, control y mantenimiento, además de comunicarse a través del bus. Los buses de campo transmiten y reciben datos digitalmente, lo que implica los siguiente (Sanchis, 2010, p. 197):

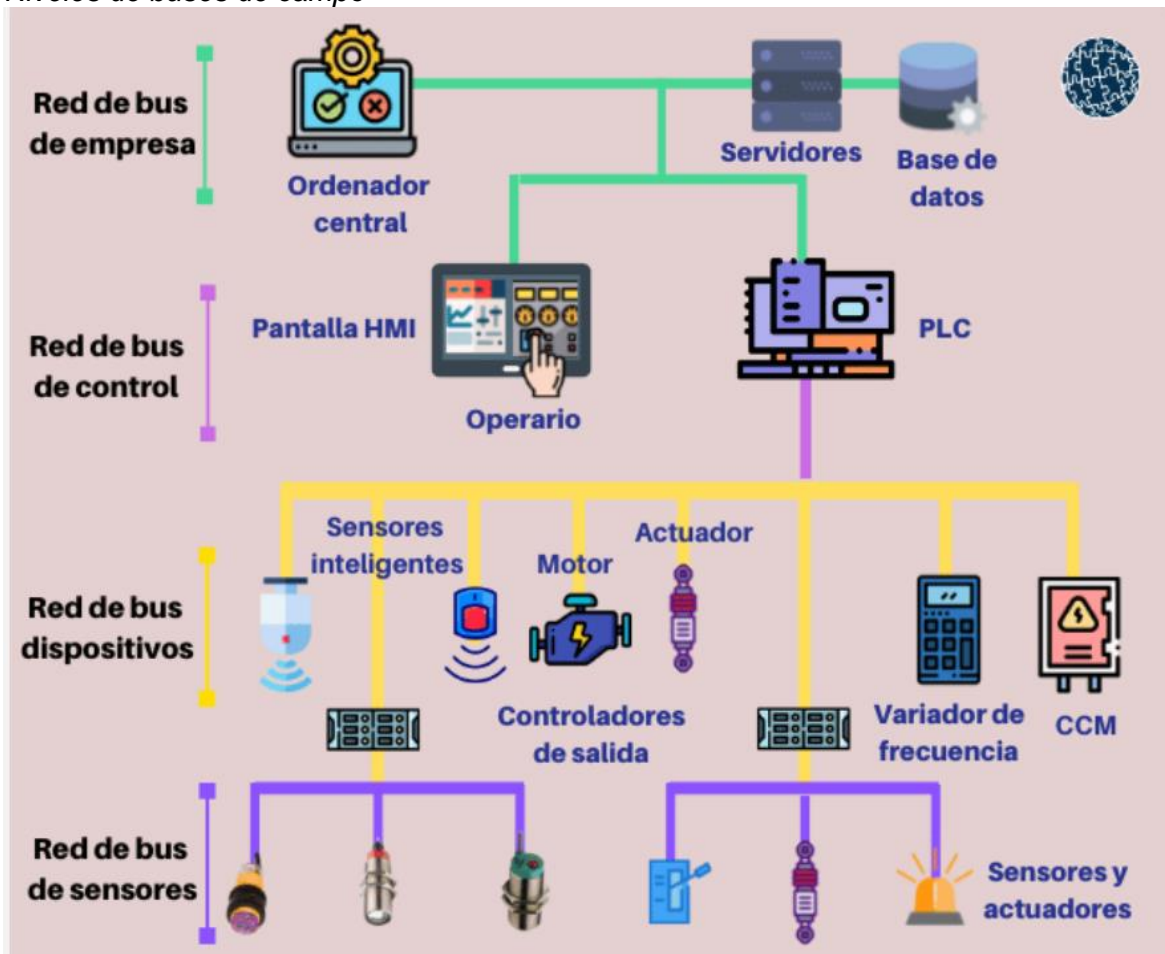
- La utilización de buses de campo, que operan en una configuración multipunto, disminuye notablemente la cantidad de cableado necesario, ya que se necesita solo un cable central para conectar todos los sensores y actuadores, facilitando así el mantenimiento y monitoreo de los dispositivos. Esto ayuda a identificar fallas y

acorta el tiempo de reparación. También, los diagnósticos en línea anticipan calibraciones y mantenimiento necesarios (Sanchis, 2010, p. 198).

- Flexibilidad: la disponibilidad de dispositivos de campo capaces de realizar funciones de control, diagnóstico y comunicación facilita la expansión y renovación del sistema que si todas estas tareas se desarrollaran en un sistema centralizado (Sanchis, 2010, p. 198).
- La obtención de datos del proceso se ha vuelto más sencilla, ya que los valores de las variables están accesibles para todos los dispositivos de campo en las unidades de ingeniería. Esto permite que las tareas de conversión se realicen en estas unidades, liberando al sistema de control para enfocarse en funciones más críticas y facilitando la comunicación entre dispositivos. Esto permite que varios dispositivos de campo relacionados funcionen juntos (Sanchis, 2010, p. 198).

**Figura 29**

*Niveles de buses de campo*



*Nota:* La figura nos muestra una arquitectura de los buses de campo, por **SICMA21**, 2021. Fuente <https://www.sicma21.com/bus-de-campo-aplicaciones-en-la-industria/>

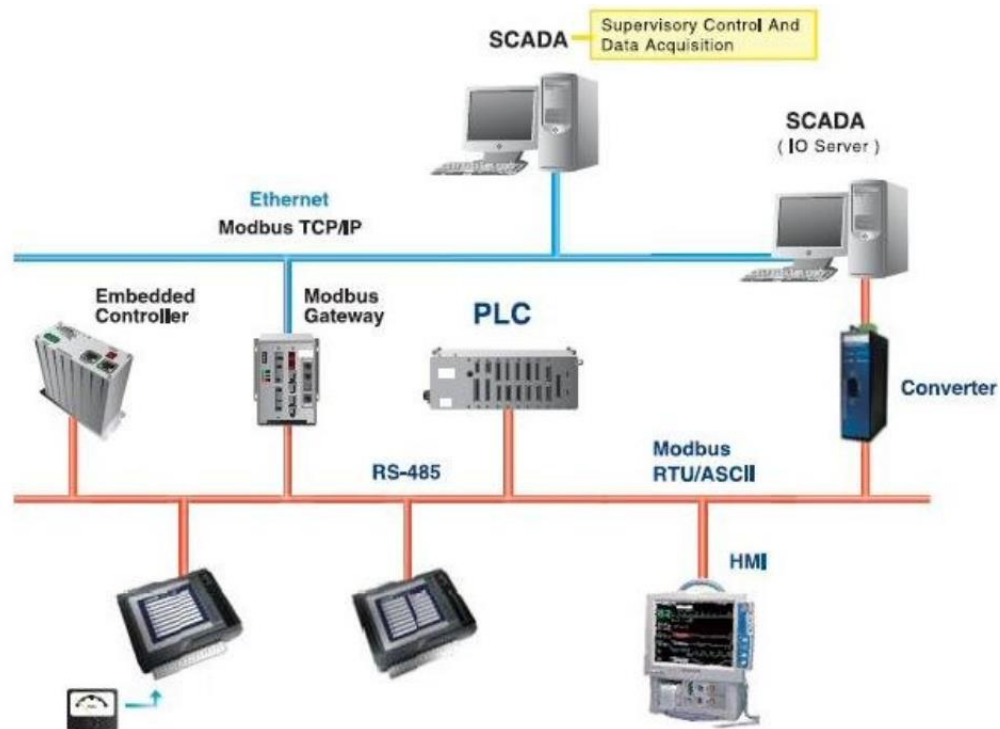
Modbus es un protocolo de comunicación desarrollado por *Gould Modicon*. Permite la comunicación a través de enlaces serie RS-232 o RS-485 entre dispositivos. Esto permite que Modbus salte las restricciones de estos enlaces (Sanchis, 2010, p. 201), que son los siguientes:

- La comunicación es relativamente lenta, con velocidades de 9600 a 115000 baudios, equivalentes a 0.010-0.115 Mbps, mientras que Ethernet alcanza hasta 100 Mbps y otras redes de control entre 5 y 10 Mbps.
- El enlace RS-232 permite conectar únicamente dos nodos, mientras que el RS-485 admite entre 20 y 30. Para aumentar esta cantidad, se debe utilizar una estructura jerárquica de maestros y esclavos, complicándose con más nodos.

- Un único nodo maestro puede existir, mientras que los demás actúan como esclavos. Solo el nodo maestro tiene acceso en tiempo real a los datos de los sensores de los esclavos.

**Figura 30**

*Red Modbus*



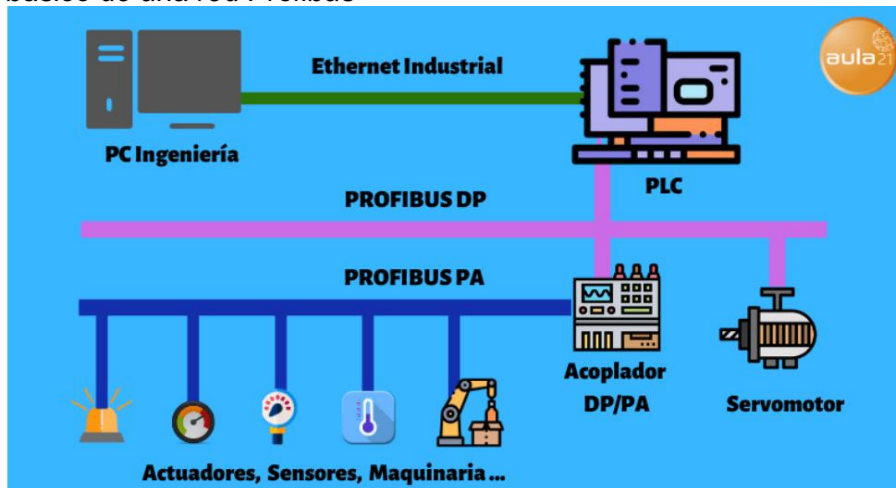
*Nota: La figura nos muestra la red Modbus como parte de una arquitectura de un sistema de control distribuido (Altamirano, 2023). Fuente <https://blog.suileraltamirano.com/protocolo-modbus/>*

**C. Profibus.** Es un estándar ampliamente reconocido en la industria de procesos, diseñado para conectar interfaces de operador, subredes más pequeñas, actuadores y bloques de sensores. Diversos fabricantes producen circuitos integrados compatibles con este bus. Utilizando repetidores y fibra óptica, una red ProfiBus puede soportar hasta 127 nodos a distancias de hasta 24 km, con velocidades que varían entre 9600 bps y 12 Mbps. Los mensajes pueden incluir hasta 256 bytes, con un máximo de 12 bytes para la cabecera y 244 bytes para datos. El acceso al medio se realiza mediante encuesta o paso de testigo, donde los nodos se clasifican en maestros y esclavos. Los maestros controlan el bus y envían mensajes cuando tienen acceso, mientras que los esclavos, típicamente sensores o actuadores, responden a los mensajes de los maestros. ProfiBus cuenta con

tres versiones: PA (intrínsecamente segura), FMS (maestro múltiple/punto a punto) y DP (Sanchis, 2010, p. 203).

**Figura 31**

*Diagrama básico de una red Profibus*



*Nota: La figura muestra la arquitectura d una red Profibus, por Centro de formación técnica para la industria. Fuente <https://www.cursosaula21.com/que-es-profibus/>*

### **2.1.9 Instrumentación industrial**

La instrumentación es un conjunto de componentes que miden, controlan o registran las variables de un proceso para optimizar los recursos utilizados en este. (Blanco, 2011, p. 3).

La instrumentación nos ofrece una visión clara de la realidad de un proceso específico, permitiéndonos evaluar si está funcionando como deseamos. Si no es así, podemos utilizarla para ajustar ciertos parámetros y asegurar un correcto funcionamiento del sistema (Blanco, 2011, p. 4).

#### **2.1.9.1 Clasificación de la instrumentación industrial**

Los dispositivos de medición y control son complejos, pero su comprensión mejora al clasificarlos adecuadamente. Es natural que existan diversas clasificaciones, cada una con sus particularidades. En este contexto, se abordarán dos categorías principales: la primera relacionada con la función del instrumento y la segunda centrada en la variable del proceso que se mide (Creus, 2010, p. 21).

### A. Función del instrumento

- **Instrumentos ciegos.** Son aquellos que carecen de una visualización directa de la variable que miden. Ejemplos de esto son los presostatos y termostatos, que poseen escalas externas para seleccionar valores, pero solo regulan el punto de activación del interruptor al alcanzar el valor establecido. También incluyen transmisores de caudal, presión, nivel y temperatura sin indicación visual. (Creus, 2010, p. 22).

**Figura 32**

*Instrumentos ciegos.*

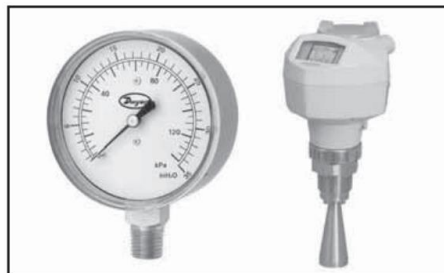


*Nota: La figura muestra instrumentos ciegos (Creus, 2010, p. 22).*

- **Instrumentos indicadores.** Los instrumentos cuentan con una escala graduada que facilita la lectura del valor de la variable y un índice. Se clasifican en indicadores concéntricos y excéntricos, dependiendo de la amplitud de la escala. Además, los indicadores digitales tienen la capacidad de presentar la variable en formato numérico utilizando dígitos, lo que permite una visualización más clara y precisa (Creus, 2010, p. 22).

**Figura 33**

*Instrumentos indicadores.*

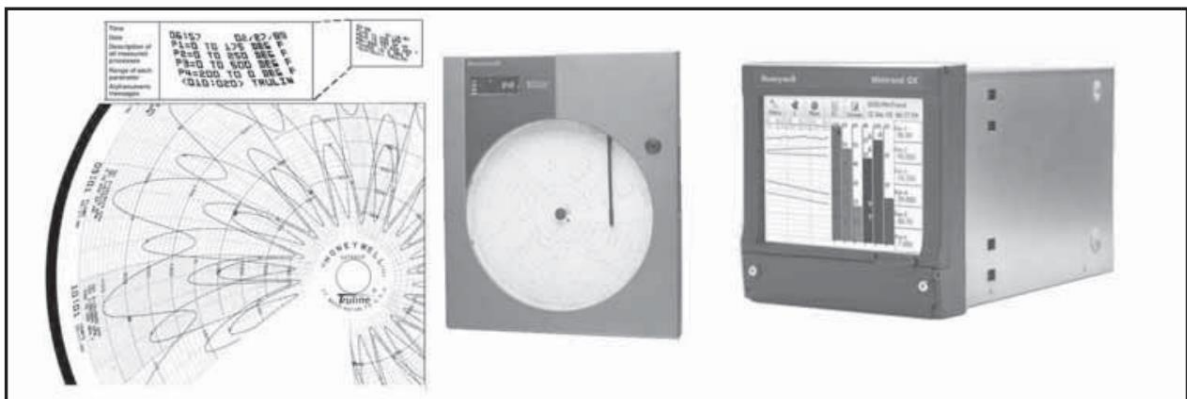


*Nota: La figura muestra instrumentos indicadores (Creus, 2010, p. 22)*

- **Instrumentos registradores.** Los dispositivos que capturan la variable mediante líneas continuas o puntos pueden presentarse en diferentes formas, como circulares, rectangulares o alargadas. Los registradores circulares generalmente producen un gráfico que representa una revolución cada 24 horas, mientras que los rectangulares suelen mostrar un gráfico a una velocidad de aproximadamente 20 mm por hora. (Creus, 2010, p. 22).

**Figura 34**

*Instrumentos registradores (circular y rectangular sin papel).*



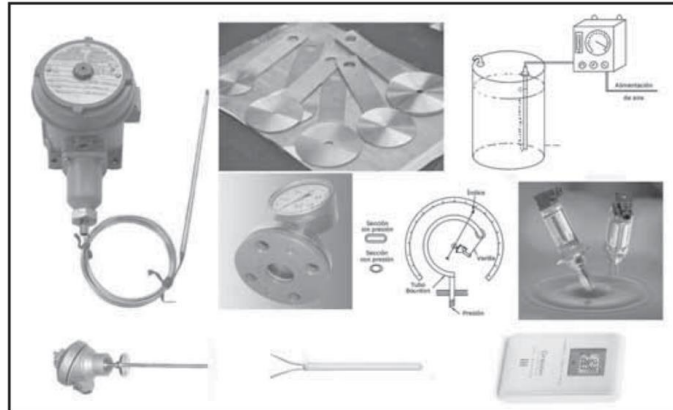
*Nota: La figura muestra instrumentos registradores (Creus, 2010, p. 23).*

- **Sensores.** Los responsables de medir el valor de una variable de proceso y enviar una señal específica pueden operar de manera independiente o integrarse en otros dispositivos, como transmisores. Al estar en contacto con la variable, estos elementos absorben energía del entorno controlado para proporcionar información al sistema de medición, reaccionando a las fluctuaciones de dicha variable. Se les denomina también detectores o elementos primarios, y pueden influir en aspectos como presión, fuerza, posición y mediciones eléctricas (Creus, 2010, p. 23).



## Figura 35

### Sensores.

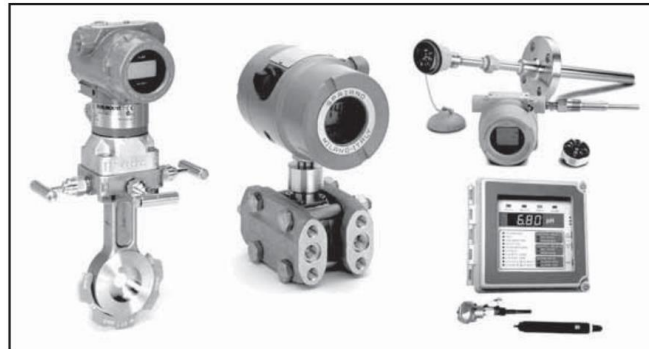


*Nota: La figura muestra sensores (Creus, 2010, p. 23).*

- **Transmisores.** Las señales neumáticas, que oscilan entre 2 y 16 psi (libras por pulgada cuadrada) o las electrónicas de 4 a 20 mA de corriente continua o digital, se envían a distancia. La señal neumática de 2 a 16 psi, equivalente a 0,200 a 1,030 bar, también se expresa en unidades métricas de 0,2 a 1 bar. Además, se utilizan señales electrónicas de 2 a 5 mA c.c., de 9 a 48 mA c.c. y de 0 a 20 mA c.c., siendo la más común la de 4-20 mA c.c. La señal digital es la más utilizada debido a su compatibilidad con protocolos estándar para comunicación. El sensor puede integrarse en un transmisor, actuando como un transmisor de temperatura o como un transmisor de caudal con una placa de orificio (Creus, 2010, p. 23).

**Figura 36**

*Transmisores.*



*Nota: La figura muestra ejemplos de transmisores (Creus, 2010, p.24).*

- **Transductores.** Son aquellos que transforman la energía de entrada en energía de salida. Un convertidor PP/I (presión de proceso a intensidad), un convertidor PP/P (presión de proceso a señal neumática), un relé, un transmisor, etc. (Creus, 2010, p. 24).

**Figura 37**

*Ejemplos de transductores*



*Nota: La figura muestra ejemplos de transductores (Blanco, 2011, p. 8)*

- **Convertidores.** Los convertidores son aparatos que toman una señal de entrada, ya sea neumática o electrónica proveniente de un instrumento, y la transforman para generar una señal de salida estándar. Estos dispositivos son esenciales para asegurar la compatibilidad y el correcto funcionamiento de los sistemas automatizados (Creus, 2010, p. 24).

**Figura 38**

*Ejemplos de convertidores Convertidor P/I.*



*Nota: La figura muestra ejemplos de transductores, por Daniel Córdova. Fuente <https://instrumentacionycontroldp.blogspot.com/2011/10/conceptos-basicos-de-instrumentacion.html>*

- **Controladores.** Los controladores locales son aquellos que evalúan una variable controlada, como la presión, el nivel o la temperatura, en relación con un valor objetivo. Si detectan alguna desviación, llevan a cabo una acción correctiva para ajustar la variable. Su función es garantizar que las condiciones se mantengan dentro de los parámetros deseados, mejorando así la eficiencia del sistema (Creus, 2010, p. 24).

**Figura 39**

*Controladores*

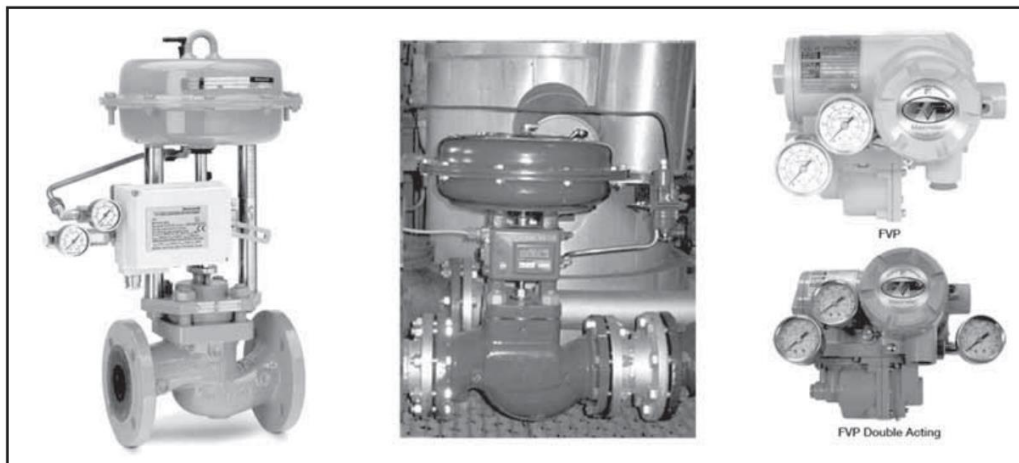


*Nota: La figura muestra ejemplos de controladores (Creus, 2010, p.25).*

- **Actuadores o elementos finales de control.** Los elementos que reciben la señal del controlador y ajustan su posición para alterar el valor de la variable controlada son cruciales. En el ámbito del control neumático, estos componentes suelen ser válvulas o servomotores neumáticos, los cuales operan con una fuerza que varía entre 3 y 15 psi, permitiendo así el control preciso de los sistemas. Las válvulas o servomotores anteriores son accionados en el control electrónico o digital a través de un convertidor I/P (con una señal de entrada electrónica a una señal de salida neumática). (Creus, 2010, p. 24).

**Figura 40**

*Ejemplos de elementos de final de control.*



*Nota: La figura muestra ejemplos de elementos final de control (Creus, 2010, p. 25).*

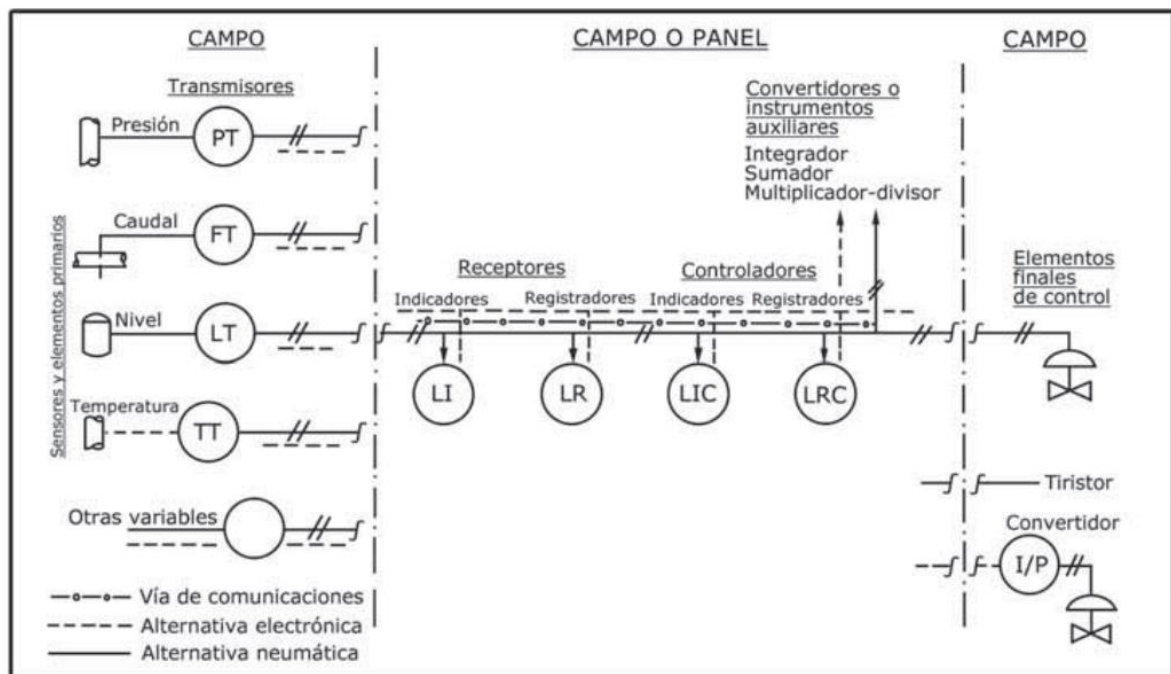
**B. En función de la variable del proceso.** Los instrumentos se clasifican en función de las variables que miden, como caudal, nivel, presión, temperatura, densidad, peso específico, humedad, punto de rocío, viscosidad y posición. Esta categorización se basa exclusivamente en el tipo de señal que se registra, sin considerar el método de conversión utilizado. Por ejemplo, un transmisor digital o electrónico de temperatura que utiliza un bulbo y capilar se clasifica como un instrumento de temperatura, ya que mide a través de cambios en la presión del fluido. Asimismo, el dispositivo que recibe la señal del

transmisor también se considera un instrumento de temperatura, aunque podría clasificarse como uno de presión o caudal (Creus, 2010, p. 26).

Los instrumentos también se pueden clasificar según su ubicación en la planta, como instrumentos de campo o de panel. Los instrumentos locales, como secadores, tanques y tuberías, están incluidos en el proceso o cerca de él en la primera designación. Los instrumentos montados en paneles, armarios o en áreas aisladas del proceso están incluidos en la segunda designación (Creus, 2010, p. 27).

**Figura 41**

*Instrumentos de campo y panel.*



*Nota: La figura muestra ejemplos de instrumentos de campo y panel (Creus, 2010, p. 25).*

## 2.2 Marco conceptual

### 2.2.1 Proceso de producción de petróleo

La producción de petróleo implica extraer este hidrocarburo natural desde el subsuelo hasta la superficie, aprovechando la energía natural del yacimiento en un proceso conocido como extracción primaria. Esta energía facilita el flujo de los fluidos hacia el pozo, permitiendo su ascenso. Sin embargo, cuando esta energía es insuficiente para llevar los fluidos a la superficie y a las estaciones de recolección, es necesario emplear métodos de

levantamiento artificial. Existen diversos mecanismos utilizados comúnmente para facilitar este proceso de extracción:

- bombeo mecánico
- levantamiento artificial mediante gas
- bombeo eléctrico sumergible

**Figura 42**

*Procesos de la producción de petróleo.*



*Nota:* La figura muestra los procesos de la producción de petróleo.

[https://www.facebook.com/PetroSideOficial/posts/upstream-midstream-y-downstream-son-los-tres-sectores-en-los-que-se-divide-esta-/824902681372043/?locale=zh\\_CN](https://www.facebook.com/PetroSideOficial/posts/upstream-midstream-y-downstream-son-los-tres-sectores-en-los-que-se-divide-esta-/824902681372043/?locale=zh_CN)

La producción de petróleo incluye los procesos globales de exploración, perforación, extracción, tratamiento y separación de crudo.

### **2.2.1.1 Exploración**

Las reservas de petróleo están situadas a cientos o miles de metros bajo la tierra. Por esta razón, la única manera efectiva de localizarlas es a través de la perforación de pozos exploratorios. No obstante, antes de proceder con la perforación, se llevará a cabo una búsqueda para identificar la zona más propicia. Para ello, se emplearán diversas técnicas que ayudarán a determinar los lugares con mayor potencial para encontrar estos



recursos naturales. Esto asegura un enfoque más eficiente en la exploración petrolera.

**A. Exploración geológica.** El propósito es localizar las áreas más adecuadas para realizar estudios más exhaustivos en el futuro. El geólogo analiza las capas superficiales de la corteza terrestre, así como los tipos de rocas expuestas y sus propiedades, que incluyen dureza, porosidad, contenido orgánico, antigüedad y condiciones estructurales. Este examen detallado permite identificar las zonas que ofrecen mayores oportunidades para investigaciones posteriores, facilitando así una comprensión más profunda de la geología local.

**Figura 43**

*Exploración geológica.*



*Nota: La figura muestra ejemplos de una exploración geológica, por Petroperú.*  
<https://museo.petroperu.com.pe/exploracion-petrolera/>

**B. Exploración geofísica.** La propuesta se fundamenta en que las diversas rocas que forman la corteza terrestre presentan distintas propiedades físicas. Entre estas características se incluyen la elasticidad, que afecta la transmisión de ondas sísmicas; el magnetismo, que está vinculado a la composición mineral de las rocas; y la densidad. Estas propiedades son esenciales para comprender el comportamiento y las interacciones de las rocas en el contexto geológico.

**Figura 44**

*Exploración geofísica.*



*Nota: La figura muestra ejemplos de una exploración geofísica, por Petroperú.*  
<https://museo.petroperu.com.pe/exploracion-petrolera>

**C. Exploración sísmica.** Los gráficos que producen las ondas sísmicas se obtienen utilizando explosivos y vibraciones. Estos gráficos también proporcionan información sobre la forma y profundidad de los estratos subterráneos. Esto influye en la ubicación de las trampas.

**Figura 45**

*Exploración sísmica.*



*Nota: La figura muestra ejemplos de una exploración geológica, por Petroperú.*  
<https://museo.petroperu.com.pe/exploracion-petrolera/>



**D. Exploración gravimétrica.** Explorar el subsuelo mediante mediciones de la atracción gravitacional de las rocas permite obtener datos que ayudan a determinar las características del subsuelo, además de servir como complemento a otros métodos de investigación geológica.

**Figura 46**

*Exploración gravimétrica.*



*Nota: La figura muestra ejemplos de una exploración geológica, por Petroperú.*  
<https://museo.petroperu.com.pe/exploracion-petrolera/>

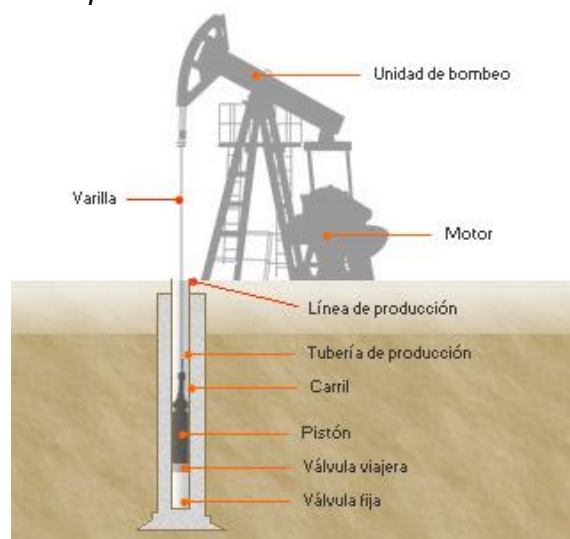
**E. Exploración magnética.** Las variaciones en el campo magnético de la Tierra se registran mediante magnetómetros, lo que permite detectar de forma indirecta la existencia de rocas sedimentarias, a menudo asociadas con la posible presencia de hidrocarburos. En la búsqueda de petróleo, se emplean diversas técnicas, como la geoquímica, que analiza las rocas y los gases liberados; la fotografía aérea y satelital para observar áreas sospechosas; el estudio de la geología superficial, que investiga formaciones rocosas y residuos oleosos; y la técnica electromagnética, que examina las fluctuaciones en el subsuelo. Sin embargo, ninguna de estas metodologías garantiza hallazgos, por lo que es necesario realizar perforaciones para confirmarlos.

### 2.2.1.2 Perforación

Los pozos de petróleo se perforan principalmente mediante el método de perforación rotatoria. Este proceso implica el uso de barras de perforación, que son tubos cilíndricos de acero conectados a una mesa rotativa que les proporciona una rápida rotación. Estos elementos pueden ser de acero endurecido o tener incrustaciones de diamantes. Para facilitar la extracción del material triturado por el trépano, se utiliza un lodo de perforación, que es una mezcla de agua y arcilla. Este lodo no solo ayuda a estabilizar las paredes del pozo, sino que también permite obtener muestras del material del fondo mediante coronas saca-testigos, que se recuperan para su análisis en la superficie.

**Figura 47**

*Perforación rotatoria de un pozo.*



*Nota: La figura muestra ejemplos de una perforación rotatoria de un pozo, por Petroperú.*  
<https://museo.petroperu.com.pe/perforacion-de-un-pozo/>

### 2.2.1.3 Extracción

Una vez que un pozo ha sido perforado y se ha instalado un sistema de tuberías hasta alcanzar la zona productora de petróleo, está listo para iniciar su producción. La presión natural del gas en el yacimiento impulsa el petróleo hacia arriba a través de las tuberías. Para regular de manera efectiva el flujo de petróleo desde los pozos, se utiliza un sistema de válvulas conocido como 'árbol de navidad'. No obstante, en muchos campos petroleros es necesario implementar medidas adicionales para iniciar o mantener la

producción. Esto implica bajar al fondo del pozo una tubería de producción con un diámetro relativamente pequeño, que varía entre cinco y diez centímetros, con el fin de gestionar adecuadamente la extracción de petróleo o gas. Este proceso es crucial para optimizar la producción y asegurar la eficiencia en la operación del pozo.

Cuando la presión en un pozo no es suficiente para que el petróleo suba a la superficie, se recurre a métodos de producción y levantamiento artificial. Entre estos, el bombeo mecánico es el más común y se puede identificar fácilmente en la superficie gracias a la presencia de una unidad de bombeo. Estas técnicas son esenciales para extraer el petróleo de manera efectiva cuando las condiciones naturales no lo permiten, asegurando así un flujo constante del recurso hacia la superficie para su posterior procesamiento y utilización.

En el país se emplean diferentes tipos de sistemas de bombeo, incluyendo el electro centrífugo, el neumático (gas lift) y el hidráulico. El petróleo es trasladado desde el pozo mediante tuberías hacia equipos diseñados para separar el gas y el agua. Posteriormente, los gaseoductos llevan el fluido desde los separadores a diversos destinos, donde se utiliza como combustible o se somete a un tratamiento adicional.

#### **Figura 48**

*Pozo de producción del Lote 8.*



*Nota: La figura muestra un pozo de producción de petróleo del Lote 8.*

#### 2.2.1.4 Tratamiento y separación de crudo

Es el proceso de separación de fluidos de múltiples fases que produce crudo, agua y gas. El producto más crucial de la planta es el crudo porque determina la rentabilidad del negocio para la organización. Dentro de los límites de control ambiental, el agua de producción y el agua residual del proceso son tratados para reinyectar a la formación. El gas tratado tiene valor como combustible para uso interno y se quema el excedente.

**Figura 49**

*Proceso de tratamiento y separación de crudo en el Lote 8.*



*Nota: La figura muestra el proceso de tratamiento y separación de crudo del Lote 8.*

Este proceso se divide en cinco etapas, que son las siguientes:

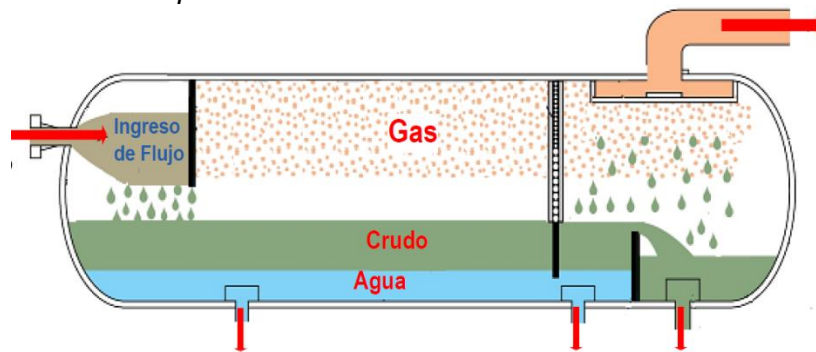
**A. Etapa de separación.** La primera fase consiste en transportar el petróleo crudo extraído de los pozos hacia la planta de proceso, donde se utilizan los separadores. Estos dispositivos separan el gas del pozo del líquido. Los separadores se clasifican según su presión operativa y pueden ser bifásicos o trifásicos:



- Los dispositivos de baja presión pueden operar entre 10 y 180 psi.
- Los separadores de media presión funcionan con una presión de 230 a 700 psi.
- Las unidades de alta presión pueden administrar presiones entre 975 y 1500 psi.

**Figura 50**

*Partes internas de un separador trifásico.*



*Nota: La figura muestra las partes internas de un separador trifásico de la operación del proceso de separación y tratamiento.*

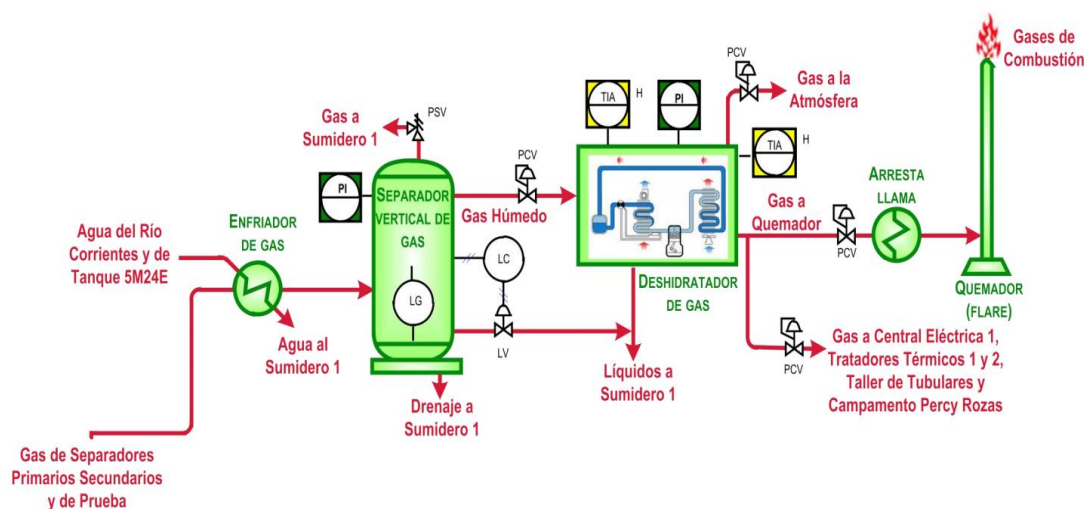
**B. Etapa de tratamiento de gas.** En esta etapa, el gas natural, que contiene porcentajes de hidrocarburos de los separadores primarios, separadores secundarios y separadores de prueba y medición, ingresa al intercambiador de calor de carcasa tipo tubo, en cuyo interior se divide en dos etapas. En una de las etapas, el agua fría proveniente del subproceso de tratamiento de agua dulce fluye por un paquete de tubos de 1/2" de diámetro y luego fluye por la carcasa. El gas fluye a través de una trayectoria ondulada causada por el efecto de los baffles, lo que provoca un intercambio de temperaturas entre los dos fluidos.

El gas se traslada, posteriormente, al separador vertical de gas, donde la colisión con el deflector inicia la separación. Los líquidos condensados con el gas aún presentes se separan por gravedad y caen al fondo del separador, donde se acciona un controlador por nivel y se envía al sumidero; sin embargo, el gas fluye hacia un extractor de niebla en la parte superior del equipo. Este extractor evita que las partículas de agua pasen. Cuando llega a una presión mayor que la del separador, se abre y el flujo se dirige hacia la planta de deshidratación de gas.

El gas que ingresa a la planta de deshidratación de gas pasa por un tanque de lavado vertical, también conocido como deshidratador, para que se condense, enfríe y seque, eliminando agua y gases más pesados. El proceso comienza con una bomba centrífuga que extrae los líquidos condensados del tanque de lavado vertical y los desplaza por el sistema refrigerante. Luego, el condensado regresa al tanque de lavado a través de un sistema de aspersión a una temperatura de 5 °C. Esta ducha de líquidos condensados a baja temperatura hace que los líquidos que vienen en el gas se condensen, produciendo un gas seco a una temperatura de 12 °C, que es transferido al proceso para su uso. Posteriormente, el gas excedente es transferido al quemador (*Flare*), donde se quema (gases de combustión), por el arresta llamas. Los líquidos condensados que se acumulan en la planta de deshidratación de gas se mueven al sumidero.

**Figura 51**

*Diagrama de la etapa de tratamiento de gas.*



*Nota: La figura el diagrama de la etapa de tratamiento de gas de la operación del proceso de separación y tratamiento de crudo.*

**C. Etapa de tratamiento de reinyección de agua.** La reinyección de agua salada es la etapa en la que se utilizan los equipos de bombeo necesarios para enviar el agua salada extraída del proceso de separación de crudo a los pozos inyectoros. Las dos subetapas de esta operación son las siguientes:

- El bombeo primario consiste en bombas booster y tanques desnatadores, que almacena el agua salada desechada de los separadores para aumentar la presión del fluido (agua salada).
- Inyección de agua salada, que se compone de bombas horizontales que elevan la presión del agua salada a presiones altas para que pueda ingresar al pozo receptor.

**Figura 52**

*Bombas booster y horizontales de la etapa de reinyección.*

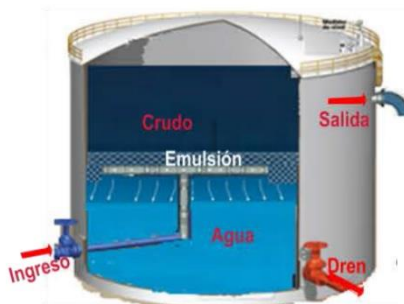


*Nota: La figura nos muestra las bombas booster y horizontales de la etapa de reinyección.*

**D. Etapa de almacenamiento.** Durante la fase de almacenamiento de petróleo crudo, que puede realizarse a temperatura y presión ambiente, se emplean tanques con diversas formas, como cilíndricos de fondo plano, con techos abovedados, esféricos o elipsoides. En ocasiones, se utilizan tanques flotantes para prevenir la acumulación de gases inflamables en su interior.

**Figura 53**

*Tanque de almacenamiento de crudo*



*Nota: La figura nos muestra un tanque de almacenamiento de crudo de la operación del proceso de separación y tratamiento.*

**E. Etapa de transferencia.** Después de la etapa de extracción de crudo del pozo, el hidrocarburo se transporta a la planta de producción con equipos especializados. Es separado de los demás componentes del yacimiento en ese momento. A continuación, se introduce en un sistema de transporte, ya sea un gasoducto, o se carga en camiones, barcasas o buques tanque, con el fin de llevarlo a refinerías, plantas de fraccionamiento o puertos para su exportación.

**Figura 54**

*Transporte de crudo en barcasas*



*Nota: La figura nos muestra el transporte de crudo en barcasas.*

### **2.2.2 Instrumentación requerida en el proceso de petróleo**

En esta sección, se explica sobre los instrumentos que se utilizan para automatizar el proceso de producción de petróleo. Se proporciona un resumen del funcionamiento y el modelo de cada sensor utilizado, junto con los instrumentos de campo más importantes.

#### **2.2.2.1 Transmisor de temperatura**

El detector de temperatura de tipo resistencia, comúnmente llamado bulbo de resistencia, es un instrumento que mide la temperatura basándose en los cambios en la resistencia de un alambre enrollado hecho de metal puro. Este diseño facilita la obtención de una alta resistencia, lo que contribuye a su eficacia en la medición precisa de temperaturas. El platino es el metal con la mejor relación resistencia/temperatura. El níquel (poco lineal) y el cobre (bajo rango) son otros metales utilizados.



**Figura 55**

*Transmisor de temperatura marca Yokogawa.*



*Nota: La figura nos muestra la imagen de un transmisor de temperatura de la marca Yokogawa.*

### **2.2.2.2 Transmisor de presión**

Los transmisores de presión necesitan un sensor capaz de medir la presión y convertirla en una señal eléctrica. Este proceso se realiza mediante un extensómetro que se coloca en contacto con el fluido presurizado a través de un diafragma. Cuando se aplica presión al transmisor, se produce una tensión mecánica en el diafragma, lo que a su vez genera una señal eléctrica a través del extensómetro. La tensión mecánica resultante provoca un cambio en la resistencia eléctrica, que es directamente proporcional a la presión ejercida. Este tipo de transmisores es especialmente útil para la transmisión de señales a largas distancias, ya que permite una comunicación efectiva y precisa de las mediciones de presión, lo que resulta crucial en diversas aplicaciones industriales y de monitoreo.

**Figura 56**

*Transmisor de presión de la marca Yokogawa*



*Nota: La figura nos muestra la imagen de un transmisor de presión de la marca Yokogawa.*

### **2.2.2.3 Transmisor de flujo ultrasónico**

El método de medición del transmisor de flujo por ultrasonido depende del tiempo de tránsito ultrasónico. Dos elementos ultrasónicos se encuentran en el tubo exterior de medición. Los transductores funcionan tanto como transmisor como receptor, transmiten una señal ultrasónica en el sentido de la corriente y luego en sentido inverso. La velocidad media del flujo es proporcional a la diferencia de velocidades ultrasónicas. El transmisor de flujo está compuesto de uno o dos tubos que permiten que el fluido que se quiere medir fluya a través de ellos. Se basan en el principio fundamental del movimiento mecánico y dependen de la coriolis del fluido, una fuerza ejercida por la aceleración.

### **Figura 57**

*Transmisor de flujo de la marca Yokogawa*



*Nota: La figura nos muestra la imagen de un transmisor de flujo de la marca Yokogawa.*

### **2.2.2.4 Convertidor de frecuencia**

El convertidor de frecuencia programable puede convertir frecuencias en señales analógicas. Tiene una separación de tres vías y una salida que se puede configurar. El rango de entrada de medición de frecuencia es de 0.1 Hz a 120 kHz, y el voltaje de salida es de 0v a 10v.

**Figura 58**

*Sensor de velocidad.*



*Nota: La figura nos muestra un convertidor de frecuencia marca Phonix Contact.*

#### **2.2.2.5 Transmisor de nivel tipo radar**

El método de medición utiliza pulsos cortos de radar transmitidos desde una antena en la parte superior del depósito para medir la distancia a la superficie. Cuando un pulso de radar llega a un medio con una constante dieléctrica distinta, una parte de la energía se refleja de regreso al transmisor. La distancia hasta la superficie del material, que se utiliza para calcular el nivel, el volumen y la velocidad de cambio del nivel, es directamente proporcional al intervalo de tiempo entre el pulso enviado y el que se refleja. Este principio es fundamental para determinar las características del producto en cuestión.

Incluso en procesos con cambios rápidos de nivel, como en tanques cerrados o al aire libre, el transmisor de nivel tipo radar proporciona lecturas precisas. En aplicaciones básicas que requieren una precisión más elevada, este transmisor de nivel puede usarse para actualizar los radares.

**Figura 59**

*Transmisor de nivel de la marca Rosemont*



*Nota: La figura nos muestra la imagen de un transmisor de nivel de la marca Rosemont.*

### **2.2.2.6 Válvula de control**

La válvula de control tiene como función esencial modificar el diámetro del camino por donde fluye un líquido o gas, en respuesta a las señales que recibe de un controlador. Este componente es parte de un sistema de control más amplio, cuyo objetivo es regular diversos parámetros, tales como la presión, el caudal, la temperatura y el nivel, asegurando que se mantengan dentro de límites específicos establecidos. Dependiendo del tipo de proceso y de las necesidades del sistema, hay una variedad de tipos de válvulas que realizan una variedad de funciones. Además de la válvula de control de presión, estos tipos incluyen válvulas de regulación de caudal, válvulas de agua y válvulas de tres vías. La válvula es un dispositivo para regular y controlar el flujo de fluidos.

#### **Figura 60**

*Válvula de control de la marca Fisher.*



*Nota: La figura nos muestra la imagen de una válvula de control de la marca Fisher.*

### **2.2.2.7 Interruptor de nivel**

El principio básico de flotabilidad indica que un objeto sumergido en un líquido experimenta una fuerza ascendente equivalente al peso del líquido que desplaza. Este concepto es fundamental para el funcionamiento de los flotadores en los sistemas de control de nivel. Por lo tanto, los flotadores permanecen parcialmente sumergidos en la superficie del líquido y se desplazan en función del cambio en el nivel del líquido que han desplazado.

De acuerdo con el principio de flotabilidad, un objeto sumergido en un líquido recibe una fuerza ascendente equivalente al peso del líquido desplazado. Este principio se aplica

a todos los flotadores utilizados en controles de nivel, permitiendo que permanezcan parcialmente sumergidos y se desplacen de acuerdo con el cambio en el nivel del líquido.

**Figura 61**

*Interruptor de nivel de la marca Fisher.*



*Nota: La figura nos muestra la imagen de un interruptor de nivel marca Fisher..*

#### **2.2.2.8 Interruptor de presión**

El dispositivo, conocido como presostato, funciona mediante un fluido que presiona un pistón interno, provocando su movimiento hasta unir dos contactos. Cuando la presión disminuye, un resorte empuja el pistón en la dirección opuesta, separando los contactos.

**Figura 62**

*Interruptor de presión Murphy.*



*Nota: La figura nos muestra la imagen de un Interruptor de presión Murphy.*

#### **2.2.2.9 Posicionador de válvula**

En esencia, se trata de un aparato capaz de identificar la ubicación del vástago de una válvula y la señal de un instrumento de control. Su función principal es asegurar que la posición del vástago coincida con la señal de salida del regulador o controlador correspondiente.

**Figura 63**

*Posicionador de la marca Samson*



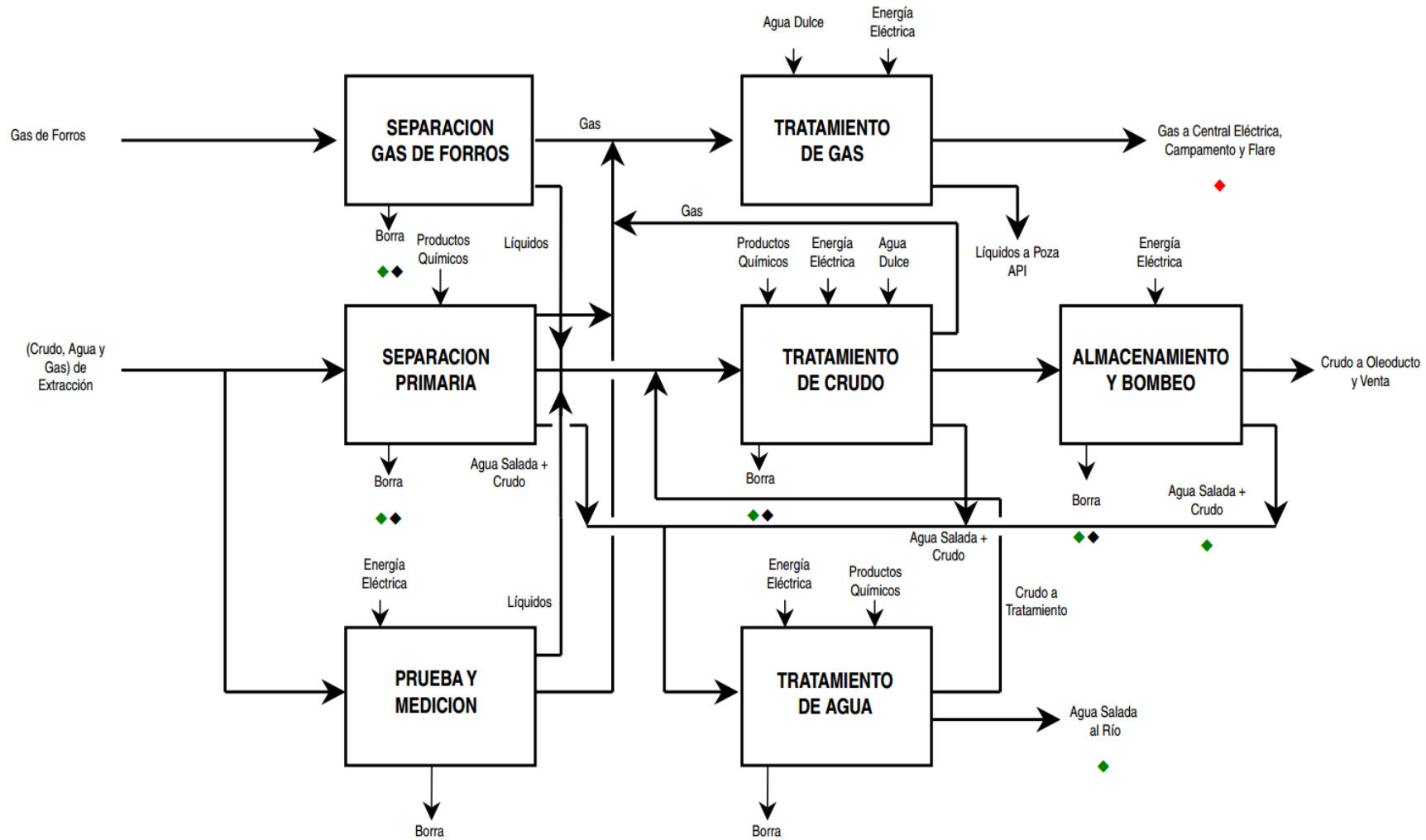
*Nota: La figura nos muestra la imagen de un posicionador de la marca Samson.*

### **2.2.3 Descripción de las etapas del proceso de la batería 1 del Lote8**

El proceso de producción de petróleo de la batería 1 del Lote 8, se divide en 7 etapas.

**Figura 64**

*Etapas de los procesos de producción de la batería 1 del Lote8.*



*Nota: La figura muestra las etapas de los procesos de producción de la batería 1.*

A continuación, se describen las etapas de producción de la batería 1.

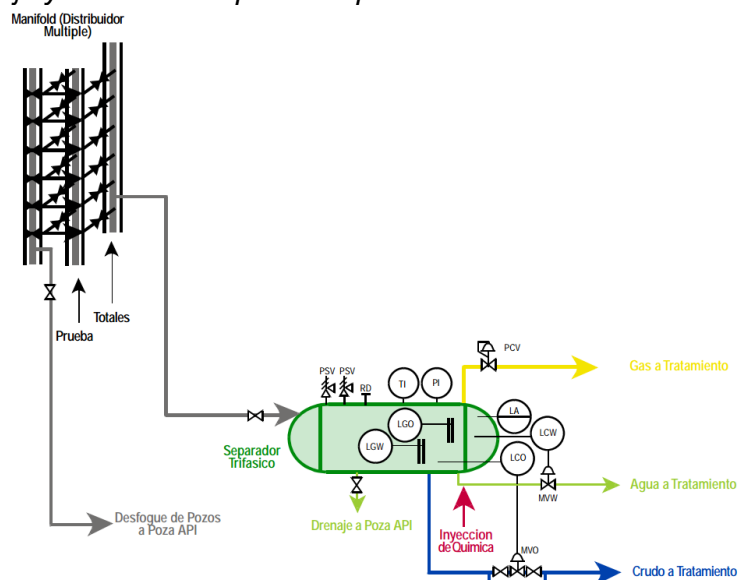
### 2.2.3.1 Etapa de separación primaria

La producción de los pozos que llegan al *manifold* se obtiene del separador trifásico a través de válvulas de compuerta manuales. Una vez que los productos se separan dentro del separador, se controlan y visualizan de la siguiente manera.

El lazo de control, que actúa neumáticamente en la válvula, controla el nivel de crudo, que se muestra en el tubo visor. Los separadores trifásicos S-6/S-7 tienen indicadores magnéticos de nivel y alarmas de nivel alto y bajo. El lazo de control, que actúa neumáticamente en la válvula, controla el nivel de agua. Este nivel se muestra en el tubo visor, y también tiene dos indicadores magnéticos de nivel y un sensor remoto para alarma por alto y bajo nivel de líquidos. Una válvula de contrapresión regula la presión de gas en el separador.

**Figura 65**

*Diagrama de flujo y control de separación primaria.*



*Nota: La figura muestra el diagrama de flujo y control de separación primaria de la batería 1.*

### 2.2.3.2 Etapa de tratamiento de crudo

El lazo de control se utiliza para controlar el nivel de líquidos en los separadores bifásicos S-3/S-4/S-5 a través de la válvula y se muestra a través del visor. El lazo de



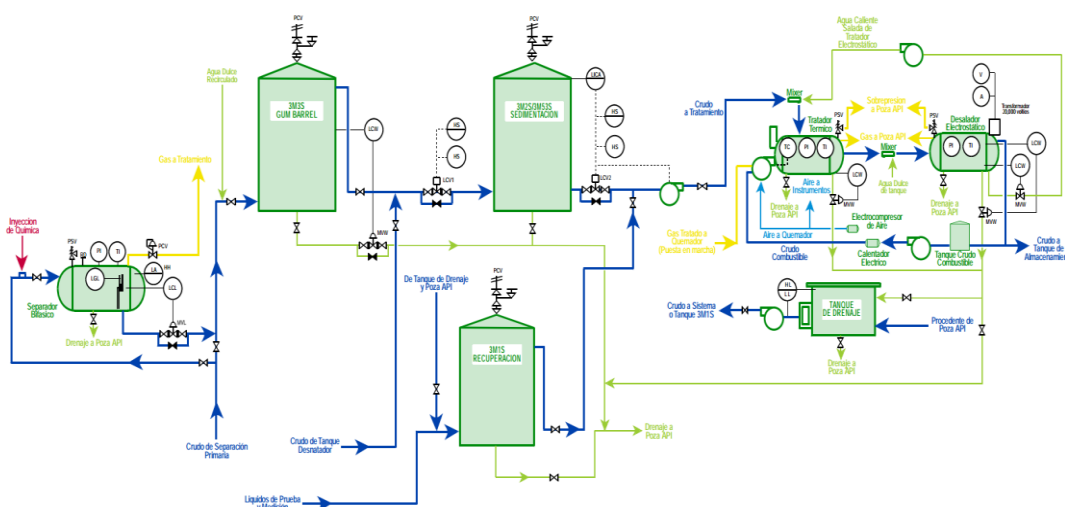
control, que atraviesa la válvula hacia la poza API regula el nivel de agua en la botella Gum. El nivel de crudo fluye a través de barreras y se filtra en el tanque de reposo y sedimentación. En los tanques de reposo y sedimentación, hay una electroválvula en cada lado que controla la entrada y salida de crudo. Estas electroválvulas pueden funcionar local o remotamente a través del lazo de control.

El nivel de líquidos en el tanque de recuperación se controla manualmente en función de las condiciones operativas. La entrada de crudo al tratador térmico se controla mediante una válvula de compuerta accionada manualmente según las necesidades operativas: la salida de crudo no se controla. Una válvula de compuerta accionada manualmente controla la entrada de agua al tratador térmico y el nivel de agua se controla a través del lazo de control.

La entrada y salida del desalador electrostático de crudo no están controladas. La entrada de agua al desalador electrostático se controla a través de una válvula de compuerta accionada manualmente según la necesidad operativa. El control del nivel y la descarga de agua se realiza mediante dos lazos: uno que se dirige al mezclador térmico y otro al tratamiento del agua. Además, para la recuperación de crudo, el tanque cuadrado cuenta con un lazo de control que regula los niveles altos y bajos.

**Figura 66**

*Diagrama de flujo del tratamiento crudo.*



*Nota: La figura muestra el diagrama de flujo del tratamiento de crudo de la batería 1.*

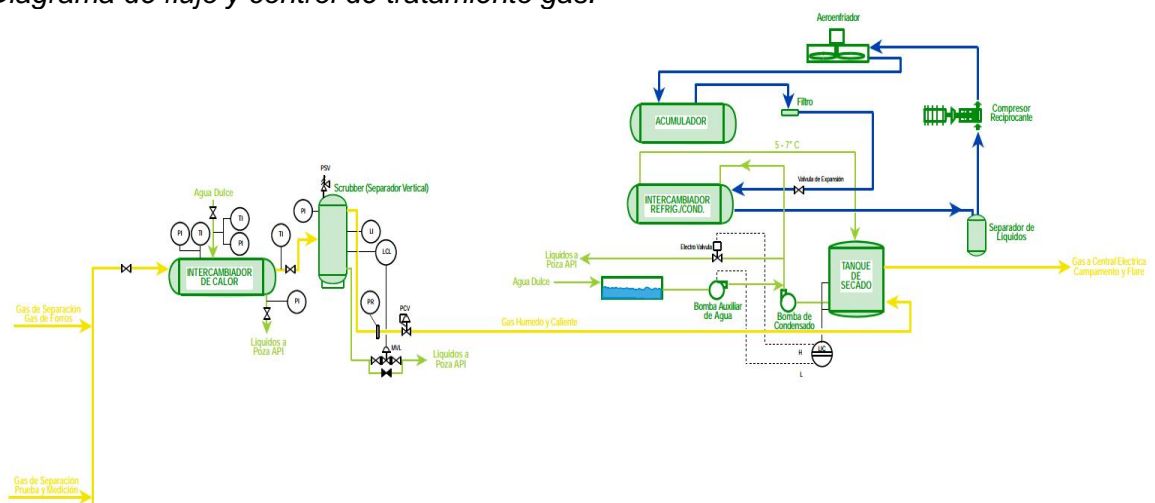
### **2.2.3.3 Etapa de tratamiento de gas**

El intercambiador de calor cuenta con medidores de presión y temperatura en su línea de salida, además de un termómetro específico para esta misma línea. En la salida de agua, se encuentran dispositivos que miden tanto la presión como la temperatura, lo que permite supervisar el ingreso de agua fresca al intercambiador. Por otro lado, el separador vertical, conocido como destornillador, dispone de tres medidores: uno para la presión, otro para el nivel del líquido y un sistema de control que ajusta este nivel mediante una válvula. También se ha instalado un registrador de presión en la línea de salida de gas hacia la planta. El intercambiador de calor gas/condensado tiene un indicador de temperatura en la línea de entrada, mientras que la línea de salida tiene dos indicadores: uno local y otro remoto. La electrobomba centrífuga controlada por el lazo bombea el condensado/agua que se acumula en el fondo del intercambiador de calor gas/condensado.

Cuando el nivel es muy alto, la válvula de solenoide controla la descarga de condensado hacia el tratamiento de crudo, y cuando el nivel es demasiado bajo, una electrobomba bombea agua fresca desde un tanque auxiliar en reemplazo del condensado. El sistema de refrigeración maneja el arranque y la parada del compresor recíprocante, que bombea el gas refrigerante hacia un aerofriador de gas. Luego, pasa por un acumulador, un filtro y una válvula de expansión operada manualmente o local antes de pasar por un intercambiador de gas refrigerante/condensado-agua. El circuito se repite a la salida de este intercambiador a través de un separador de líquidos.

**Figura 67**

*Diagrama de flujo y control de tratamiento gas.*



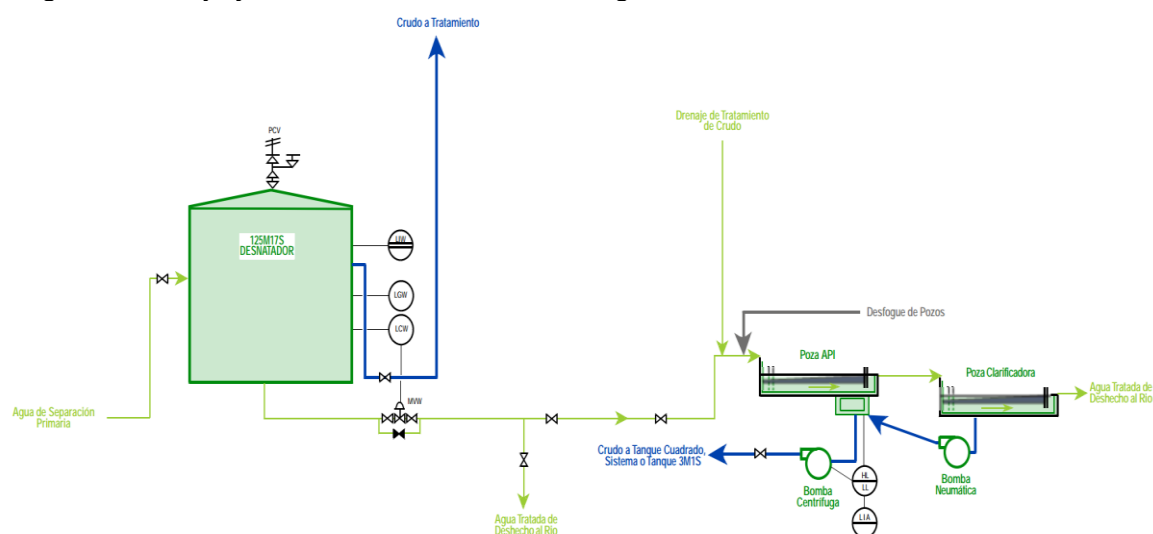
*Nota: La figura muestra el diagrama de flujo del tratamiento de gas de la batería 1.*

### 2.2.3.4 Etapa de tratamiento de agua

Un lazo de control a través de una válvula controla el nivel de agua del tanque desnatador 125M17S y un visor local muestra el nivel de interfase. El tanque sumidero de la poza API tiene un lazo de control de alto y bajo nivel para el proceso de recuperación de crudo. En caso de muy alto nivel, también tiene un lazo para visualizar y actuar la sirena de forma remota.

**Figura 68**

*Diagrama de flujo y control del tratamiento de agua.*



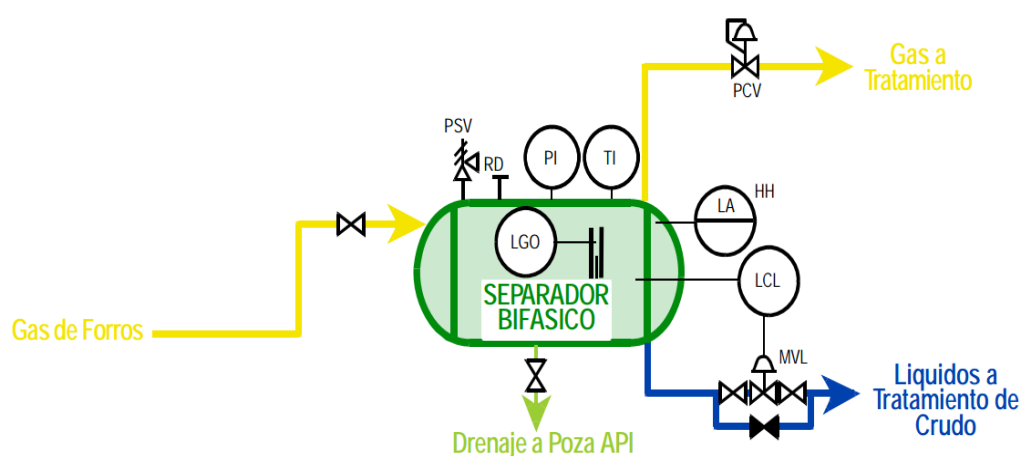
*Nota: La figura muestra el diagrama de control del tratamiento agua de la batería 1.*

### 2.2.3.5 Etapa de separación de gas de forros

El nivel de líquidos se controla a través de la válvula a través del lazo de control y se visualiza a través del visor. Un manómetro en la parte superior del separador muestra la presión y un termómetro en la parte superior muestra la temperatura. Una válvula de contrapresión regula la presión del separador.

**Figura 69**

*Diagrama de flujo de separación de gas.*



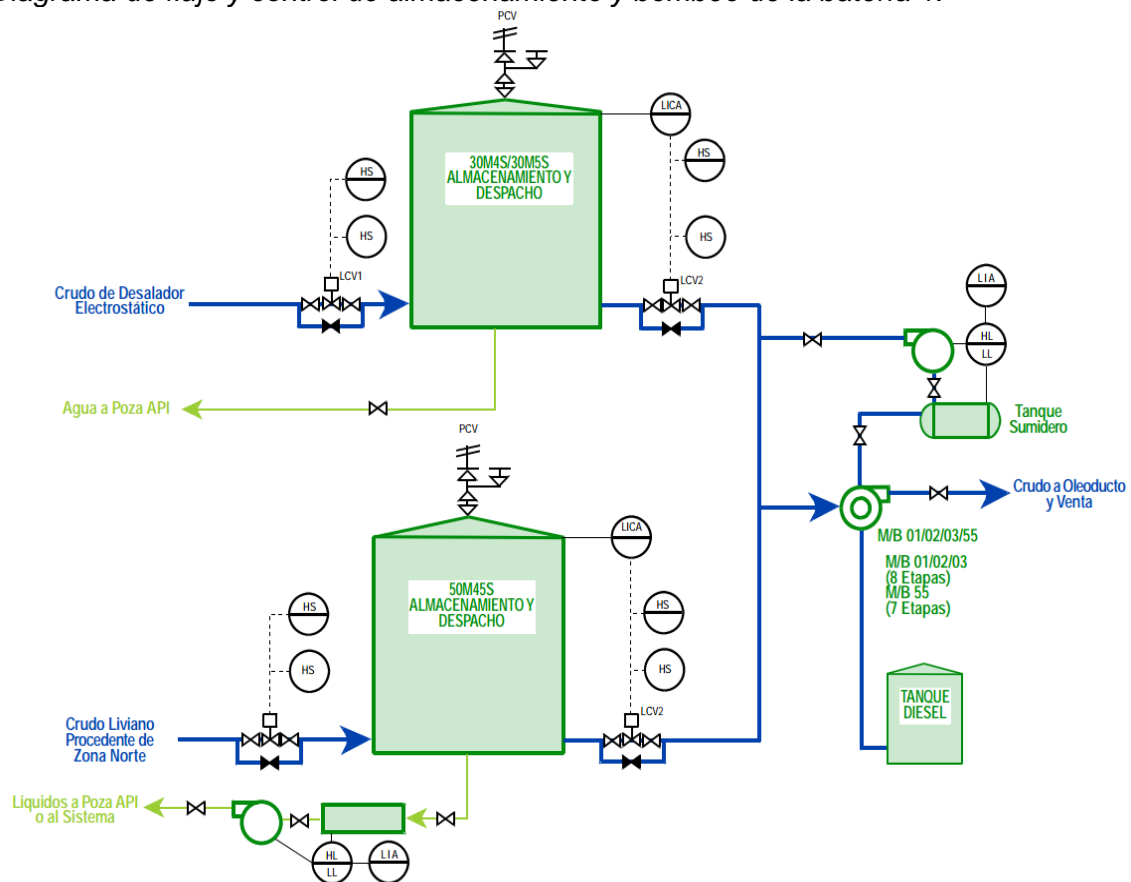
Nota: La figura muestra el diagrama de flujo y control de separación de gas de forros de la batería 1.

### 2.2.3.6 Etapa de almacenamiento y bombeo

En los tanques de almacenamiento, una electroválvula en cada lado controla la entrada y salida de crudo, que puede ser operada local o remotamente a través del lazo de control. Cuatro motobombas succionan el crudo del tanque. Un sensor de alto nivel, un sensor de bajo nivel y un lazo de control de nivel controlan los niveles en los tanques sumideros.

**Figura 70**

*Diagrama de flujo y control de almacenamiento y bombeo de la batería 1.*



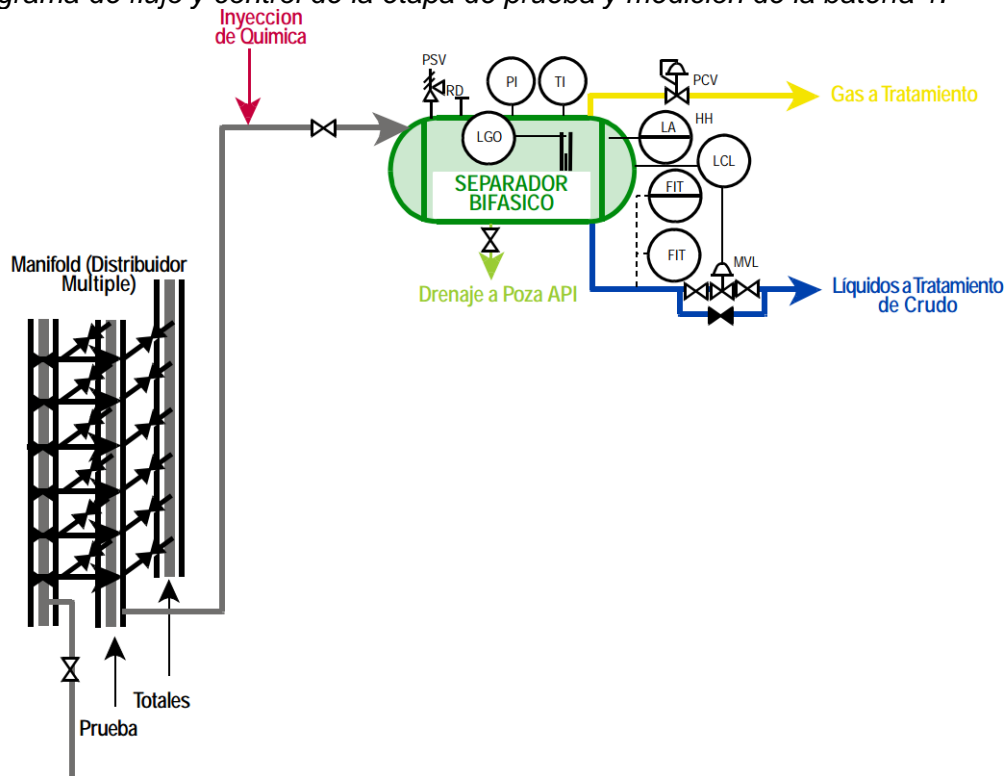
*Nota: La figura muestra el diagrama de flujo de almacenamiento y bombeo de la batería 1.*

### **2.2.3.7 Etapa de prueba y medición**

El lazo de control regula el nivel de líquido durante el proceso de prueba y medición a través de la válvula y se muestra a través del visor. Un manómetro en la parte superior del separador muestra la presión. Una válvula de contrapresión regula la presión del separador.

**Figura 71**

*Diagrama de flujo y control de la etapa de prueba y medición de la batería 1.*



*Nota: La imagen muestra el diagrama de control de la separación de prueba de la batería 1.*

#### **2.2.4 Ingeniería del mantenimiento**

La ingeniería de mantenimiento se enfoca en investigar y crear técnicas que optimicen el cuidado de instalaciones industriales. La gestión del mantenimiento influye en cuatro aspectos clave: disponibilidad, confiabilidad, duración y costos operativos de los equipos utilizados en los procesos productivos, mejorando así su rendimiento y eficiencia.

La implementación de técnicas estadísticas, métodos operativos y análisis de comportamientos de equipos y materiales es una propuesta de ingeniería de mantenimiento. Estas tareas no pueden ser realizadas efectivamente por un técnico que se encuentra inmerso en las rutinas diarias del departamento de mantenimiento, ya que requieren un enfoque más especializado. Por lo tanto, la ingeniería de mantenimiento se ocupa de una variedad de tareas, entre otras destacan las siguientes:

- Auditorías técnicas realizadas para evaluar el estado de las instalaciones
- Creación de planes para el mantenimiento

- Auditorías de gestión, que evalúan cómo se administra el departamento de mantenimiento
- Análisis de fallas
- Aplicar modelos de gestión de mantenimiento como PMO, RCM o TPM
- Instalación de sistemas de gestión de datos

**Figura 72**

*Temas que comprende la ingeniería del mantenimiento.*



*Nota: La figura muestra los temas que abarca la ingeniería del mantenimiento.*

[https://easy-maint.net/blog\\_easymaint/2016/09/28/ingenieria-y-gestion-del-mantenimiento/](https://easy-maint.net/blog_easymaint/2016/09/28/ingenieria-y-gestion-del-mantenimiento/)

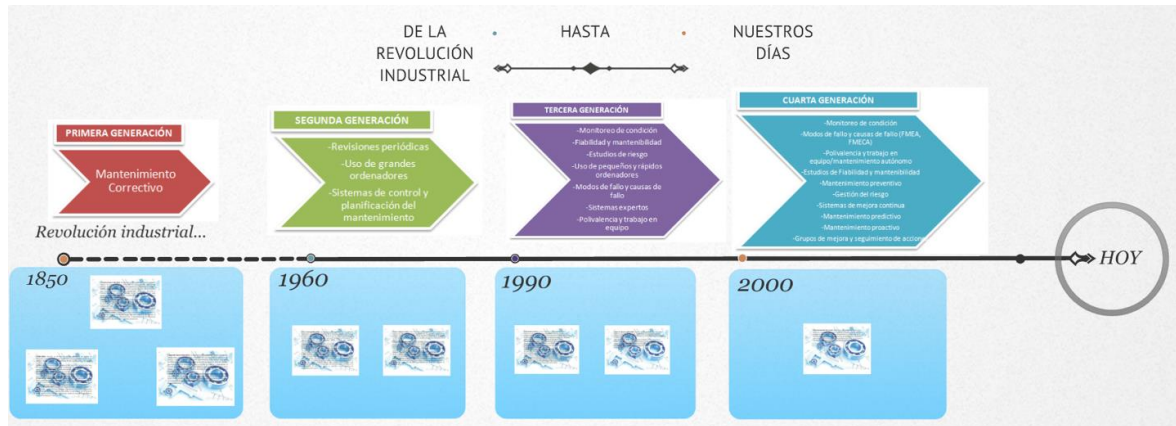
#### **2.2.4.1 Mantenimiento industrial**

La norma UNE-EN 13306 (2011) establece que el mantenimiento abarca todas las actividades técnicas, administrativas y de gestión llevadas a cabo a lo largo del ciclo de vida de un elemento, con el fin de preservarlo o restaurarlo a un estado que le permita cumplir adecuadamente su función.

Con el desarrollo global de la industria, la forma en que se gestiona y realiza el mantenimiento ha evolucionado. Muchas empresas en todo el mundo han optimizado sus métodos de mantenimiento, lo que incluye la organización de trabajos en equipos, la contratación de servicios externos para lograr una producción eficiente, el respaldo de la dirección para fomentar la mejora continua, la gestión de inventarios que involucra a los proveedores, así como la colaboración entre departamentos para una planificación y coordinación proactiva, y una producción centrada en la confiabilidad.

**Figura 73**

### *Evolución del mantenimiento industrial*



*Nota: La figura nos muestra la tendencia de la evolución del mantenimiento industrial.*

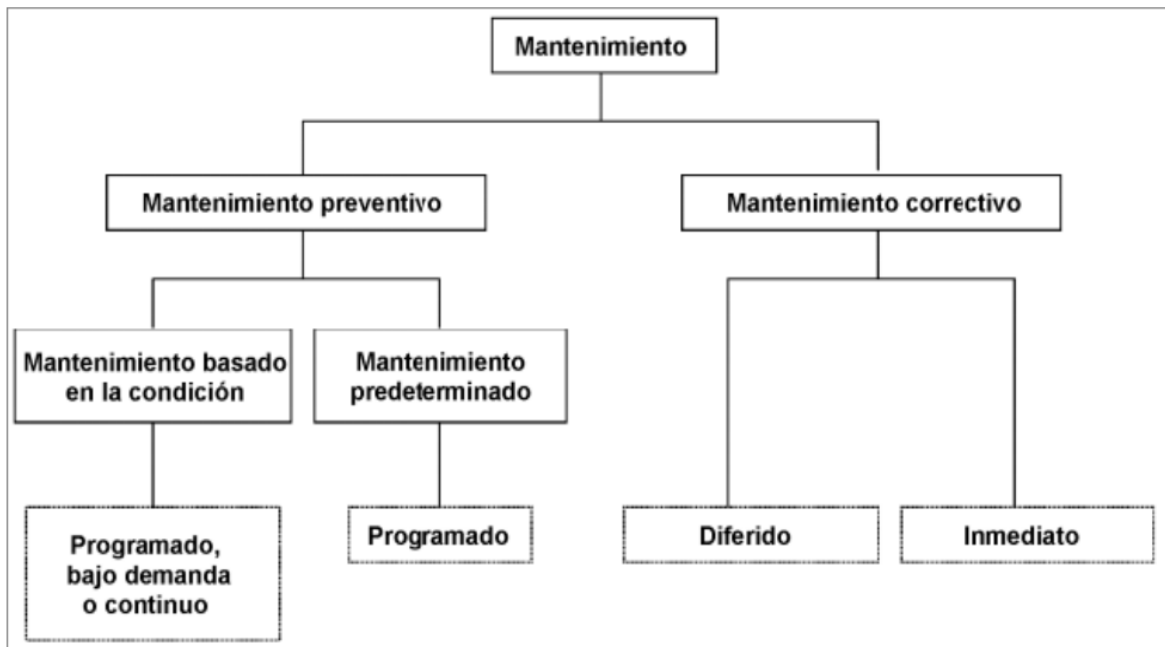
<https://prezi.com/2etnlzyetk2/-evolucion-del-mantenimiento/>

### **2.2.4.2 Tipos de mantenimiento industrial**

La norma UNE-EN 13306, en el anexo A, categoriza el mantenimiento en dos tipos: correctivo y preventivo, lo cual se muestra en la figura 74.

**Figura 74**

### *Tipos de mantenimiento industrial.*



*Nota: La figura nos muestra los tipos de mantenimiento industrial (p.39), UNE-EN 13306, 2011.*

**A. Mantenimiento correctivo.** El mantenimiento realizado tras la detección de una falla busca reparar el componente para que recupere su funcionalidad. Este tipo de



mantenimiento es el menos preferido, ya que las empresas intentan reducirlo por los costos y la interrupción que genera. (UNE-EN 13306, 2011, p. 13).

### Figura 75

*Mantenimiento correctivo de una placa electrónica.*



*Nota: La figura muestra el mantenimiento correctivo de la fuente de alimentación de un transmisor de nivel, por AG Electrónica.*

<https://agelectronica.blog/2020/06/27/mantenimiento-de-equipos-de-medicion-e-industriales/>

**B. Mantenimiento preventivo.** La UNE-EN 13306 (2011) describe el mantenimiento como aquel que se lleva a cabo en períodos específicos o según criterios definidos. Su propósito es disminuir la posibilidad de fallos o deterioro en el funcionamiento de un componente, mediante la realización de actividades de mantenimiento en intervalos establecidos (UNE-EN 13306, 2011, p. 13).

### Figura 76

*Mantenimiento preventivo de transmisor de temperatura.*



*Nota: La figura muestra la calibración de un transmisor de temperatura.*

<https://www.instrumentacionhoy.com/calibradores-de-temperatura/>

**C. Mantenimiento preventivo basado en la condición.** El mantenimiento preventivo se refiere a la aplicación de los recursos apropiados para gestionar un activo físico, con el fin de monitorear, prevenir, predecir y diagnosticar problemas. De acuerdo

con la norma UNE-EN 13306 (2011), este tipo de mantenimiento abarca el seguimiento de condiciones, inspecciones, pruebas, análisis y acciones pertinentes (UNE-EN 13306, 2011, p. 13).

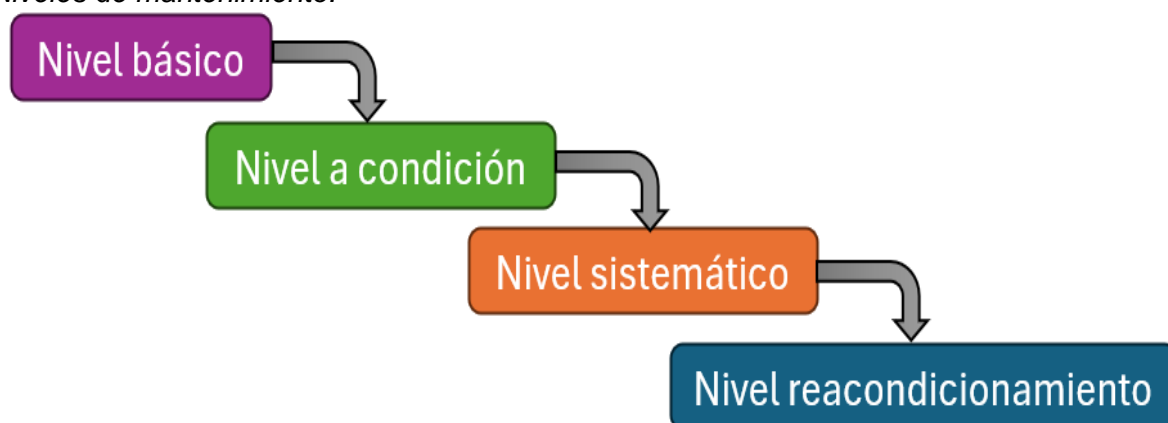
**D. Mantenimiento predeterminado.** Se refiere a un proceso que se lleva a cabo en intervalos de tiempo establecidos o tras un número específico de operaciones, sin haber realizado antes un análisis de la situación actual. Esto implica que no se evalúan las condiciones antes de iniciar la actividad programada (UNE-EN 13306, 2011, p.13).

#### **2.2.4.3 Niveles de mantenimiento**

Se trata de una mezcla de distintos tipos de mantenimiento, aplicados en diversas proporciones según las necesidades, las condiciones operativas y la relevancia de cada activo físico en el sector industrial. En todos los niveles de mantenimiento, se llevan a cabo tres actividades clave para asegurar que un activo permanezca en óptimas condiciones: inspecciones visuales, lubricación y acciones correctivas. A medida que aumentan los niveles de mantenimiento, se agregan nuevas actividades de mantenimiento con el objetivo de reducir la cantidad de intervenciones correctivas necesarias (García, 2003, p. 19).

**Figura 77**

*Niveles de mantenimiento.*



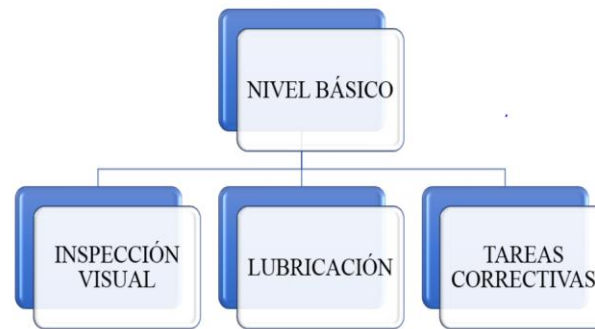
*Nota: La figura muestra los niveles de mantenimiento (García, 2003, p. 19).*

**A. Nivel básico.** Las inspecciones visuales, la lubricación y las acciones correctivas previamente mencionadas forman parte de este nivel. Este nivel se aplica a equipos con

baja criticidad, donde una falla no afecta significativamente ni técnica ni económicamente. Las actividades del primer nivel de mantenimiento se ilustran en la figura 78 (García, 2003, p. 19).

**Figura 78**

*Niveles de básico del mantenimiento.*

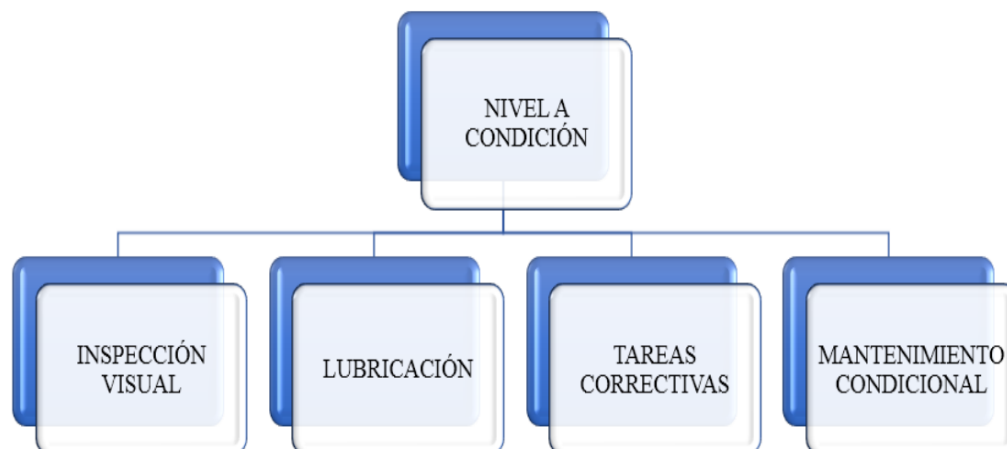


*Nota: La figura muestra las actividades del nivel básico del mantenimiento (García, 2003, p. 20).*

**B. Nivel a condición.** Se añade un nivel básico de mantenimiento mediante tareas basadas en la condición, lo que facilita acciones preventivas o correctivas. Este enfoque se utiliza para equipos con baja probabilidad de fallar, aunque son cruciales para la producción o se utilizan menos del 40% del tiempo. La figura 80 ilustra estas tareas (García, 2003, p. 20).

**Figura 80**

*Niveles a condición del mantenimiento.*

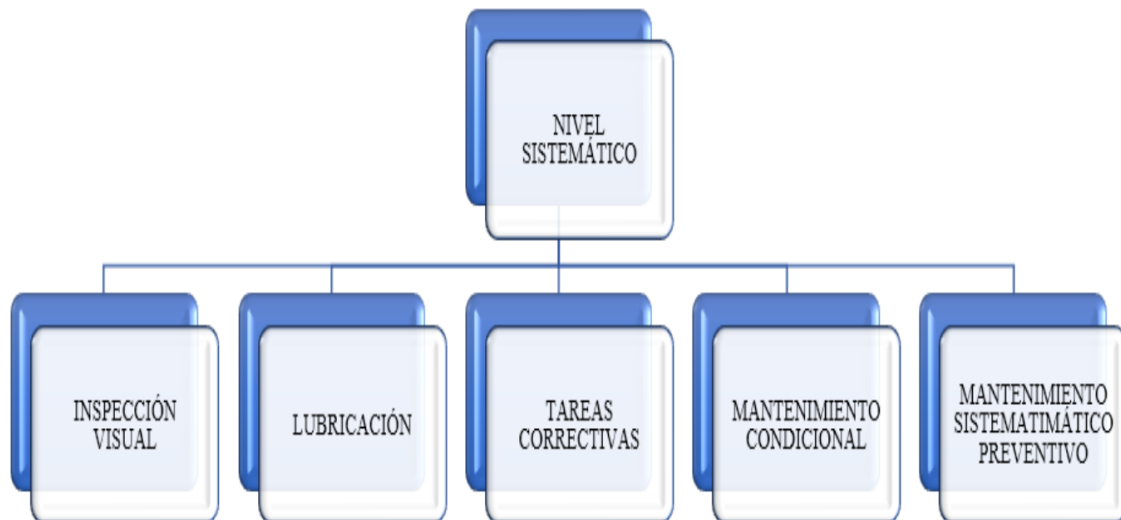


*Nota: La figura muestra las actividades del nivel a condición del mantenimiento (García, 2003, p. 20).*

**C. Nivel sistemático.** El mantenimiento sistemático se incorpora a las actividades del nivel dos y es especialmente relevante para equipos con disponibilidad media (40% a 90%). Es importante en sistemas productivos, ya que las fallas son tolerables, aunque generan ciertos problemas. La figura 81 ilustra las responsabilidades vinculadas a este tipo de mantenimiento (García, 2003, p.20).

**Figura 81**

*Niveles sistemáticos del mantenimiento.*



*Nota: La figura muestra las actividades del nivel sistemático del mantenimiento (García, 2003, p .21).*

**D. Nivel de alta disponibilidad.** Se refiere a equipos que deben operar sin fallos ni malfuncionamientos, exigiendo una disponibilidad cercana al 90%. Además de las labores de mantenimiento previamente mencionadas, este nivel incluye revisiones para reiniciar las máquinas y lograr el objetivo de cero fallos, dado que estos activos son esenciales para el proceso productivo. La figura 82 ilustra las tareas requeridas para este tipo de mantenimiento (García, 2003, p. 21).

**Figura 82**

*Niveles de reacondicionamientos.*



*Nota: La figura muestra las actividades del nivel de reacondicionamientos (García, 2003, p.22).*

#### **2.2.4.4 Plan de mantenimiento**

La evolución en la gestión del mantenimiento industrial ha sido crucial para el desarrollo de diversas empresas. Un aspecto esencial de una gestión efectiva es la creación y puesta en práctica de un plan de mantenimiento que se ajuste adecuadamente a los activos y las tareas específicas de cada organización, garantizando así su eficiencia y sostenibilidad.

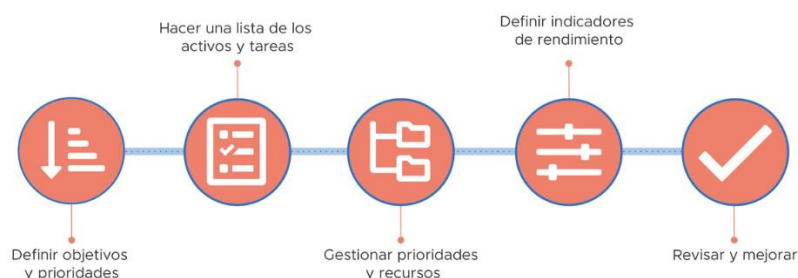
El plan de mantenimiento es un documento técnico que detalla las tareas de mantenimiento programadas para cada equipo. Incluye una lista de todas las actividades a realizar, una descripción de cada acción, la frecuencia con la que se ejecutarán y los recursos requeridos. Estas intervenciones son esenciales para asegurar que los equipos operen de manera óptima, evitando problemas como ruidos inusuales o sobrecalentamiento, y maximizando su rendimiento dentro de las capacidades establecidas.

Un plan de mantenimiento efectivo contribuye al éxito sostenible de las empresas, ya que optimiza la seguridad, la fiabilidad y la productividad de todos los equipos, lo que resulta en un mejor rendimiento general a lo largo del tiempo (UNE-EN 13306, 2011, p. 7).

**Figura 83**

*Los pasos de un plan de mantenimiento preventivo*

#### LOS 5 PASOS DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO



*Nota: La figura muestra los pasos de un plan de mantenimiento preventivo, por Infraspeak.*  
<https://blog.infraspeak.com/es/plan-de-mantenimiento-preventivo/>

#### 2.2.4.5 Metodologías de mantenimiento

En la actualidad, hay dos metodologías clave en la gestión de activos para desarrollar un plan óptimo de mantenimiento preventivo: RCM y PMO. A continuación, se ofrece una descripción de cada metodología y una comparación entre ambas.

**A. Metodología RCM.** Cuando decidimos mantener un activo, nos preguntamos qué resultados esperamos y cuál es la condición que deseamos preservar. Cada activo físico se utiliza porque alguien tiene un propósito en mente, es decir, se espera que realice funciones específicas. Así, al mantener un activo, es crucial garantizar que siga cumpliendo con las necesidades y expectativas de los usuarios.

El uso de un activo en su contexto operativo influye en los requisitos del usuario. Esto da lugar a la definición formal de mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM), un enfoque diseñado para asegurar que los activos físicos continúen cumpliendo con las expectativas de los usuarios en su entorno actual. Durante las décadas de 1960 y 1970, se introdujeron procesos como el RCM, que ayudan a establecer políticas para optimizar el rendimiento de los activos y gestionar las repercusiones de sus fallos, originándose en la industria aeronáutica. El RCM es reconocido por su efectividad, ya que combina el análisis de fallos operacionales con la evaluación de seguridad y riesgos ambientales, garantizando que las decisiones de mantenimiento prioricen las áreas que maximizarán el rendimiento y la seguridad de las instalaciones (Moubray, 2004, p. 18).

**Desarrollo de plan de mantenimiento preventivo basado en RCM.** El propósito fundamental de un RCM es establecer las actividades necesarias en el plan de mantenimiento preventivo para abordar todas las fallas que pueden causar la pérdida de funcionalidad del equipo. Para alcanzar este fin, la metodología emplea un enfoque particular que determina las necesidades del plan de mantenimiento mediante una serie de interrogantes, conocidas como las siete preguntas RCM, que ayudan a identificar y priorizar las acciones a llevar a cabo.

**Tabla 3**

*Las siete preguntas del RCM y su finalidad*

Pregunta	Finalidad
¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?	Identificar las funciones del equipo
¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?	Establecer las fallas funcionales
¿Cuál es la causa de cada falla funcional?	Identificar los modos de fallas presentes
¿Qué sucede cuando ocurre una falla funcional?	Registrar los efectos de la falla
¿En qué sentido es importante cada falla?	Determinar consecuencias de la falla
¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?	Establecer las tareas necesarias para evitar fallas funcionales
¿Qué se debe hacer si no se encuentra una tarea adecuada?	Decidir entre rediseño, cambiar o llevar si las condiciones lo ameritan

*Nota: Duarte (2012, p. 215).*

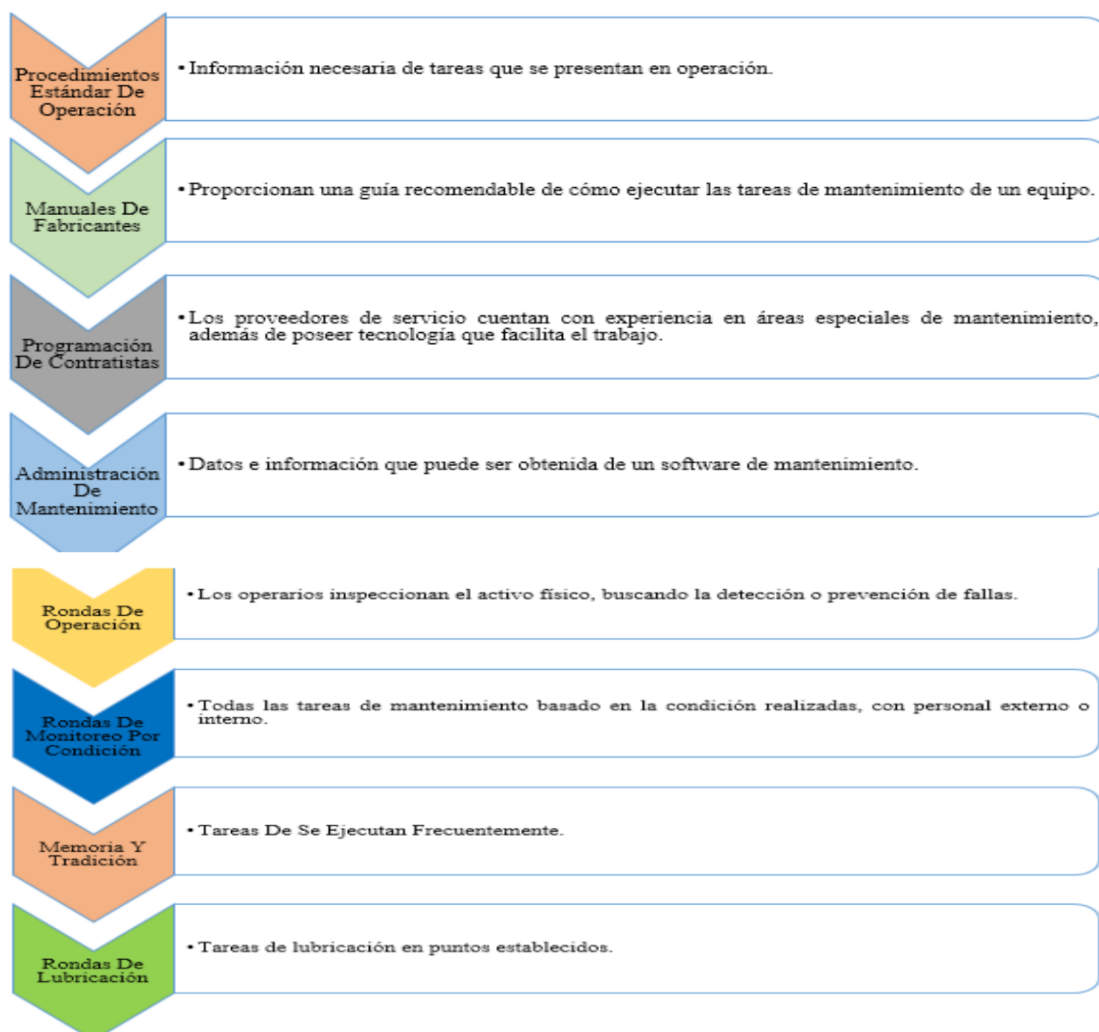
**B. Metodología PMO.** La metodología del PMO se fundamenta en los principios del RCM. Comienza con una evaluación del plan de mantenimiento vigente, incluyendo la recopilación de datos sobre fallas pasadas y toda la información relevante sobre el activo físico. Su objetivo es identificar oportunidades de mejora y realizar ajustes en el plan de mantenimiento existente. Además, el PMO actúa como un programa que puede revitalizar rápidamente la motivación del personal involucrado en el proceso de mantenimiento. La fase de análisis es crucial para optimizar tanto los recursos humanos como la productividad de la planta, al mismo tiempo que se integran recursos destinados a la mejora continua. En resumen, esta metodología busca un enfoque más eficiente y motivador para el mantenimiento.

A continuación, se describen las etapas del PMO, que son las siguientes:

**Paso 1: recopilación de tareas.** Este proceso inicia con la recolección de información acerca de las actividades de mantenimiento llevadas a cabo en el activo, sin importar si están documentadas en el plan de mantenimiento. Un caso representativo son las tareas ejecutadas por los operadores. Las principales fuentes de información para la recopilación de estas actividades se ilustran en la figura 84.

**Figura 84**

*Fuentes de información para la recopilación de tareas.*



*Nota: La figura muestra las fuentes de información para la recopilación de tareas (Duarte, 2012, p.47).*

Toda la información recopilada se organiza en este paso, como se muestra en la tabla 4. La primera columna describe las tareas, la segunda indica la frecuencia de ejecución y la tercera identifica al técnico responsable de cada tarea.



**Tabla 4***Recopilación de información.*

Descripción de tareas	Frecuencias	Técnico responsable
Tarea 1	Semanal	Operario
Tarea 2	25 semanas	Electromecánico
Tarea 3	Semanal	Electricista
Tarea 4	51 semanas	Mecánico
Tarea 5	1 semanas	Electromecánico

*Nota: Duarte (2012, p. 128).*

**Paso 2: análisis de los modos de falla.** En la tabla 5 se presenta un listado de modos de fallo que están siendo prevenidos gracias a las tareas de mantenimiento inicial. Estas acciones son fundamentales para asegurar el correcto funcionamiento y la durabilidad de los equipos.

**Tabla 5***Organización de la información.*

Descripción de tareas	Frecuencias	Técnico responsable	Modo de fallas
Tarea 1	Semanal	Operario	A
Tarea 2	26 semanas	Electromecánico	B
Tarea 3	Semanal	Electricista	C
Tarea 4	52 semanas	Mecánico	A
Tarea 5	2 semanas	Electromecánico	B

Un modo de falla o causa de falla se refiere a cualquier evento que puede provocar el fallo de un bien, sistema o proceso. Estos eventos son factores que afectan negativamente el funcionamiento adecuado del objeto en cuestión.

**Paso 3: revisión de los modos de falla.** Se lleva a cabo un análisis y clasificación de los modos de falla de cada sistema o componente. Es fundamental uniformar la forma en que se describen estos modos para identificar posibles tareas redundantes que aborden el mismo problema. Asimismo, en esta etapa, es posible incorporar nuevos modos de falla que no estén contemplados en el plan de mantenimiento original, lo que permite mejorar la prevención y la gestión del mantenimiento.

**Paso 4: Análisis funcional (opcional).** Al establecer las funciones de un activo físico, el PMO tiene la capacidad de identificar cómo y cuándo deja de desempeñar dichas

funciones. Es relevante mencionar que este proceso es opcional y se llevará a cabo únicamente en equipos considerados críticos. Los diferentes modos de fallo que afectan el correcto funcionamiento de los activos están detallados en la tabla 6. Esta evaluación es fundamental para garantizar la operatividad y eficiencia de los equipos más importantes dentro del sistema.

**Tabla 6**

*Análisis funcional.*

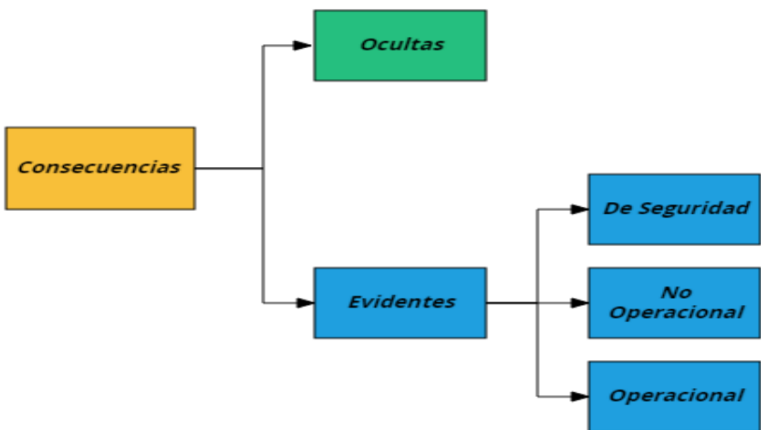
Modo de fallas	Función requerida
A	A
B	B
C	C
D	D

*Nota: Duarte (2012, p. 128).*

**Paso cinco: evaluación de consecuencias.** Se inicia con un análisis de todos los modos de falla para identificar si son evidentes o encubiertos. Posteriormente, se evalúan las repercusiones de estos modos de fallo mediante un diagrama de decisión del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad. Este proceso permite una mejor comprensión de los riesgos involucrados.

**Figura 85**

*Diagrama de decisión del RCM.*



*Nota: La figura el diagrama de decisión del RCM.*

Las fallas evidentes son aquellas que los técnicos de operación pueden identificar fácilmente a través de inspecciones sensoriales en condiciones normales. Por otro lado,

las fallas ocultas no son visibles para ellos en esas mismas circunstancias. Los diferentes tipos de consecuencias derivadas del análisis del diagrama de información se presentan en la tabla 7.

**Tabla 7**

*Consecuencias de falla.*

Modo de fallas	Función requerida	Consecuencia
AA	AA	Operacional
BB	BB	Oculto
CC	CC	Seguridad y medio ambiente
DD	DD	No operacional

*Nota: Duarte (2012, p. 128).*

**Paso seis: Determinación las actividades de mantenimiento.** El esquema de decisión del RCM se aplica en el sexto paso para definir las acciones que debe llevar a cabo el equipo. Inicialmente, se priorizan tareas de mantenimiento basadas en la condición. Si estas no son viables, se consideran reacondicionamientos cíclicos o sustituciones. Ante fallos que comprometen la seguridad, se combinan tareas; de no haber opciones, se opta por el rediseño.

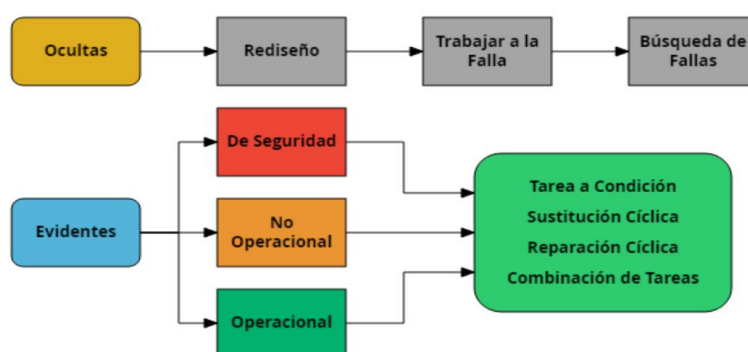
El proceso de selección de tareas para modos de fallas ocultas es similar, aunque no incluye tareas de mantenimiento basadas en condiciones. Se lleva a cabo una búsqueda de fallas, y el rediseño es opcional si no se identifican tales tareas. El intervalo P-F se refiere al tiempo entre la detección de una falla potencial y la ocurrencia de una falla real que afecta el funcionamiento del equipo. Una vez seleccionada una tarea de mantenimiento, es fundamental definir su frecuencia, utilizando el intervalo P-F como herramienta clave, respaldada por un registro de mediciones.

La frecuencia de mantenimiento se establece a través del análisis de la vida útil del componente, considerando tanto el reacondicionamiento como la sustitución periódica. Para llevar a cabo este análisis, es fundamental contar con el historial de fallas del activo.

En ausencia de registros, se pueden utilizar recursos como los manuales del fabricante, la experiencia de los técnicos y el plan de mantenimiento vigente para fijar la frecuencia adecuada. Al definir las tareas, el costo de implementación es un factor crucial, ya que debe ser viable y sostenible. La figura 86 ilustra cómo seleccionar una actividad de mantenimiento según el esquema de decisión de RCM.

**Figura 86**

*Selección de tareas de mantenimiento de fallas ocultas y evidentes.*



*Nota: Diagrama de selección de tareas de mantenimiento de fallas ocultas y evidentes*

**Paso siete: Agrupación y revisión.** Para establecer rutinas de mantenimiento, se lleva a cabo un análisis de las tareas, agrupando aquellas que tienen frecuencias similares o que son ejecutadas por el mismo especialista, facilitando así una gestión más eficiente y organizada del mantenimiento.

**Paso ocho: Aprobación e implementación.** Una vez que se han seguido de manera ordenada y secuencial los pasos indicados, el líder del departamento o los ingenieros encargados de los activos físicos otorgan su aprobación al nuevo plan de mantenimiento, asegurando así su implementación adecuada y efectiva en la gestión de los recursos.

**Paso nueve: Programa dinámico.** Se puede afirmar que el plan de mantenimiento inicia su funcionamiento y asume el control dentro de la organización, marcando el comienzo de su implementación efectiva.

**C. Comparación entre RCM y PMO.** A diferencia del PMO, el RCM inicia su evaluación identificando las funciones del activo, un paso que en el PMO es opcional y se reserva únicamente para activos de gran valor. Esta diferencia marca un enfoque distinto en el análisis.

El RCM se compone de siete etapas: definir funciones, identificar fallas funcionales, analizar modos de fallo, evaluar los efectos de los fallos, considerar las consecuencias y establecer nuevas tareas. Por otro lado, el PMO incluye nueve pasos: recopilar información, analizar modos de fallo, revisar y racionalizar estos modos, realizar un análisis funcional opcional, evaluar consecuencias, definir tareas de mantenimiento, agrupar y revisar, aprobar e implementar, y programar dinámicamente.

El análisis de los modos de falla, ya sean ocultos o evidentes, junto con las sugerencias del diagrama de decisión del RCM, se considera en las metodologías RCM y PMO para elegir las tareas de mantenimiento. Estas estrategias optimizan las prácticas de mantenimiento y elevan la confiabilidad de los activos físicos. Es esencial comprender técnicamente los equipos y su entorno operativo para aplicar cualquiera de estas metodologías.

Los lineamientos que siguen el RCM y el PMO se detallan en la tabla 8.

**Tabla 8**

*Pasos entre RCM y PMO.*

<b>Pasos del RCM</b>	<b>Pasos del PMO</b>
1. Definir las funciones de acuerdo con el entorno operacional	1. Recopilación de tareas
2. Identificar las fallas funcionales	2. Análisis de los modos de falla
3. Identificar los modos de falla	3. Racionalización del análisis de los modos de falla
4. Definir los efectos de falla	4. Análisis funcional
5. Evaluar las consecuencias	5. Evaluación de consecuencias
6. Definir las tareas de mantenimiento	6. Definición de las tareas de mantenimiento
	7. Agrupación y revisión
	8. Aprobación e implementación

### **2.2.5 Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento**

Los KPI (*Key Performance Indicator*) están organizados en tres categorías: económicos, técnicos y organizacionales. Se utilizan para medir la característica cuantitativa o obligatoria (UNE-EN-15341, 2008, p.14).

Sus objetivos son los siguientes:

- Evaluar el estado.
- Evaluar el desempeño.
- Comparar el desempeño.
- Determine sus puntos fuertes y débiles.
- Controlar las tendencias a lo largo del tiempo.

La medición y el análisis de estos indicadores pueden ayudar a lo siguiente:

- Establecer objetivos.
- Elaborar planes y acciones.
- Compartir los resultados (socializar).

Los objetivos de mantenimiento, a nivel de sistemas y líneas de producción, se pueden dirigir a algunos factores de rendimiento específicos identificados por análisis previos, que son los siguientes:

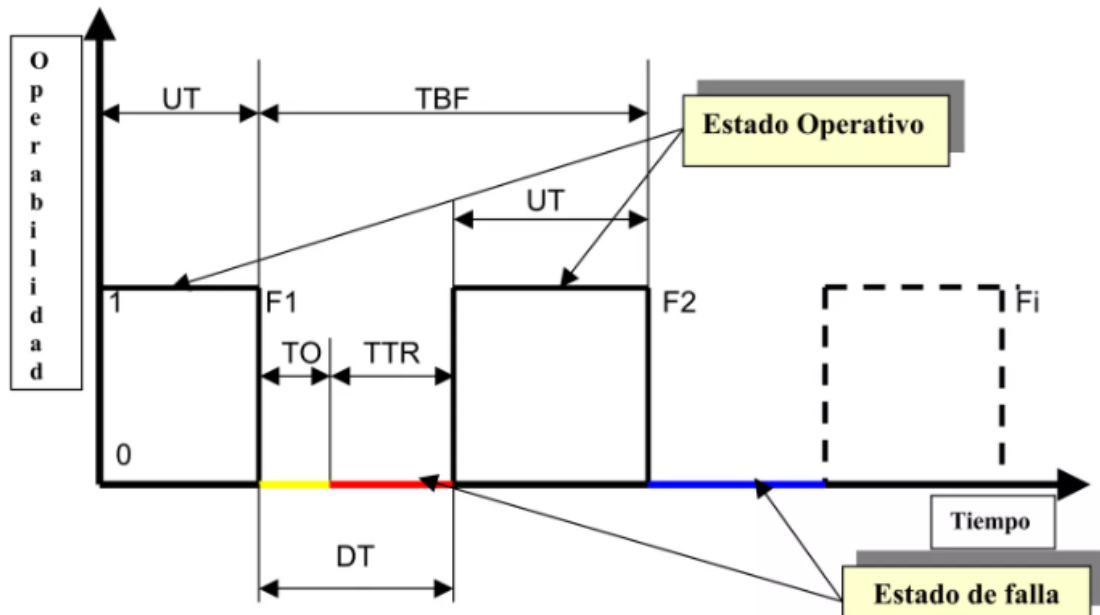
- Aumento de la disponibilidad
- Disminución del costo de mantenimiento
- Disminución del costo de inventario
- Optimizar la gestión de los servicios contratados

A nivel de equipos, tenemos los siguientes:

- Confiabilidad
- Mantenibilidad (UNE-EN-15341, 2008, p.14).

**Figura 87**

*Tendencia de la distribución de fallas*



*Nota: La figura nos muestra la tendencia en el tiempo de la distribución de fallas (Parra, 2004, p. 65).*  
<https://www.scribd.com/document/443223652/Carlos-Parra-Manual-de-RCM-pdf>

Donde

1 = condición operacional del equipo

0 = condición no operacional del equipo.

Fi= falla i-ésima

UT (up time) = tiempo operativo entre fallas

TBF (Time Between Failures) = tiempo entre fallas

DT (Down Time) = tiempo no operativo entre fallas

TTR (Time To Repair) = tiempo necesario para reparar

TO (Time Out) = tiempo fuera de control

Para un número de fallas = n

Dentro los indicadores más utilizados en la gestión de mantenimiento se encuentran 4 indicadores:

### **2.2.5.1 Tiempo medio entre fallas o MTBF (Mean Time Between Failures)**

La conexión entre la cantidad de ítems y sus tiempos de operación, así como el total de fallas identificadas en dichos ítems a lo largo del periodo analizado.

$$MTBF = \frac{TBF}{n} \quad (1)$$

#### 2.2.5.2 Tiempo medio de reparación o MTTR (Mean Time to Repair)

Se refiere al promedio de los intervalos de tiempo durante los cuales un elemento no está disponible debido a una avería o falla en su funcionamiento.

$$MTTR = \frac{TTR}{n} \quad (2)$$

#### 2.2.5.3 Tiempo promedio para la falla o MTTF (Mean Time To Failure)

La conexión entre el número de piezas irreparables y sus tiempos de funcionamiento, así como la cantidad total de fallas identificadas en dichas piezas a lo largo del período analizado, es fundamental para comprender su rendimiento y fiabilidad.

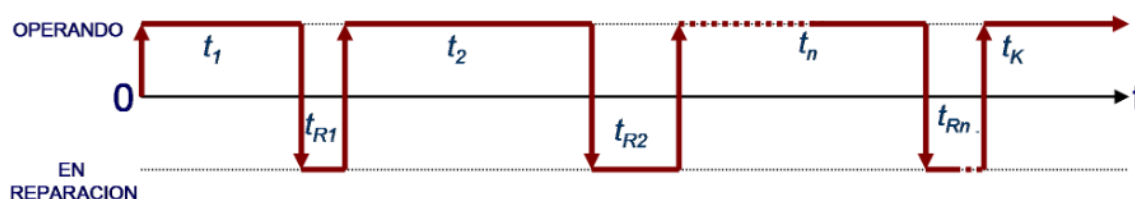
$$MTTF = \frac{TTF}{n} \quad (3)$$

#### 2.2.5.4 Disponibilidad

La disponibilidad se define como la probabilidad de que un "equipo reparable" esté operativo en un momento dado 't', es decir, no en reparación. Para calcularla, es necesario estimar tanto la "tasa de falla" como la "tasa de reparación", analizando estadísticamente los tiempos correspondientes de fallas y reparaciones en ese intervalo.

**Figura 88**

*Diagrama de tiempo en reparación y fuera de operación.*



*Nota: La figura nos muestra la tendencia del tiempo en reparación y fuera de servicio, por R2M.*

<https://es.linkedin.com/pulse/analisis-de-confiabilidad-disponibilidad-y-un-sistema-edgar>

Según la norma ISO 14224 se puede calcular dos tipos de disponibilidad.

**A. Disponibilidad inherente.** La disponibilidad inherente se refiere al porcentaje de tiempo que un equipo puede operar en un periodo determinado, considerando únicamente los paros no programados. Este indicador busca evaluar y mejorar la disponibilidad de los equipos, ya que un aumento en este porcentaje implica una reducción



en las interrupciones por fallas o paros inesperados, lo que optimiza la eficiencia operativa.

$$Disponibilidad\ Inherente = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (4)$$

**B. Disponibilidad operacional.** La disponibilidad operacional se refiere al porcentaje de tiempo que un equipo puede estar en funcionamiento durante un periodo de análisis, teniendo en cuenta tanto los paros programados como los no programados. Este indicador es fundamental para evaluar el rendimiento de los equipos y la eficacia de la gestión de mantenimiento en relación con los objetivos empresariales. Su propósito es garantizar que el equipo esté disponible en la mayor medida posible y pueda cumplir con la función para la cual fue diseñado, lo que contribuye a mejorar la productividad y alcanzar las metas organizacionales.

$$Disponibilidad\ operacional = \frac{MTBM}{MTBM + \frac{\frac{MTTR}{MTBM_c} + \frac{Mp}{MTBM_p}}{\frac{1}{MTBM_c} + \frac{1}{MTBM_p}}} \quad (5)$$

### 2.2.6 Estándares y normativas

Los estándares y normas aplicables a la gestión de mantenimiento, los componentes de los sistemas de control y la producción de petróleo se enumeran a continuación, a modo de referencia.

- La norma ISO 55000 comprende un conjunto de estándares enfocados en la gestión de activos. Esta gestión se refiere a la administración y mejora de los activos durante todas las etapas de su vida útil, abarcando desde la selección y adquisición hasta el uso, mantenimiento, renovación y eventual desincorporación. Implementar la ISO 55000 permite asegurar que los activos físicos operen de manera confiable y sostenible, maximizando su eficiencia y reduciendo costos a lo largo de su ciclo de vida, lo cual es esencial para quienes están a cargo del mantenimiento de una planta.
- ANSI TAPPI TIP 0305-34: En 2008, se estableció que todos los departamentos de mantenimiento deben adherirse a un protocolo específico. El ANSI TAPPI TIP 0305-

34, parte del documento técnico TIP 0305-34, facilita la elaboración de listas de verificación para el mantenimiento diario, semanal y mensual. Estas listas son fundamentales para asegurar que se realice el mantenimiento necesario en cada planta de manera efectiva.

- ISO 14224, diseñada para las industrias de petróleo, petroquímica y gas natural, se centra en la recopilación y presentación de datos sobre confiabilidad y mantenimiento de equipos. Este proceso incluye aspectos como la codificación, documentación y análisis de datos. Aunque fue elaborada principalmente para el sector energético, sus directrices son aplicables a diversas industrias.
- ISO 13381, dedicada al monitoreo y diagnóstico de máquinas, se enfoca en técnicas predictivas que permiten anticipar el rendimiento y la fiabilidad de sistemas y componentes. También establece un marco para evaluar la condición de un sistema, pronosticar posibles fallas y fundamentar decisiones en esos pronósticos. Esta norma se compone de varias secciones que detallan estos aspectos.
  - Parte 1: Orientaciones fundamentales
  - Parte 2: Métodos centrados en el rendimiento
  - Parte 3: Técnicas cíclicas para la vida útil
  - Parte 4: Modelos de estimación de vida útil restante
- SMRP (*Society of Maintenance and Reliability Professionals*) es una entidad sin fines de lucro que se enfoca en elevar el estándar profesional en el mantenimiento a través de diversas industrias. Su misión incluye reunir a expertos para fomentar la excelencia en la ingeniería de mantenimiento y la gestión de activos físicos. La SMRP ofrece un riguroso examen de certificación, que valida las competencias y conocimientos de los profesionales, asegurando así una gestión administrativa efectiva en el ámbito del mantenimiento industrial.
- ASME (*American Society of Mechanical Engineers*) es una organización que establece estándares de ingeniería mecánica, asegurando así la previsibilidad en

la producción y la confiabilidad en el funcionamiento de dispositivos mecánicos. Su objetivo es promover prácticas consistentes y seguras en el sector. ASME desarrolla estándares acreditados por ANSI. (*American National Standards Institute*).

- API (*American Petroleum Institute*) es la única asociación comercial nacional en Estados Unidos que abarca todos los aspectos de la industria del gas natural y el petróleo. Esta normativa influye directamente en los equipos de aire y gases comprimidos, ya que ha cambiado ciertas regulaciones relacionadas con su diseño y fabricación dentro del sector petrolero. El recurso más eficaz para asistir a las empresas y a sus empleados en la disminución de riesgos, así como en la reducción de lesiones y muertes laborales, es el NEC (*National Electrical Code*).
- NFPA (*National Fire Protection Association*). Actúa como la base de códigos y normas que rigen la industria de la protección contra incendios y la seguridad humana. Su desarrollo es un proceso abierto, lo que ha llevado a la creación de algunos de los materiales de protección contra incendios más reconocidos en el sector.
- NFPA 70. Se elabora un documento que satisface los requisitos de la OSHA (Administración de Seguridad y Salud en el Trabajo) y se asegura de cumplir completamente con el NEC. Este objetivo garantiza que se sigan las normativas necesarias para mantener un entorno laboral seguro y conforme a las regulaciones vigentes.
- NEMA (*National Electrical Manufacturers Association*) es una organización de desarrollo de estándares acreditada por ANSI compuesta por líderes empresariales de equipos eléctricos de Estados Unidos y Canadá, que establece el conjunto principal de normas de construcción para ambos países.
- La ISA (*International Society of Automation*) Es una organización internacional que se dedica a establecer normas en el campo de la automatización, el control y la

instrumentación, promoviendo la calidad y la seguridad en estos sectores.

- ISA-SP60 / ISA-RP60. *Control Centers*
- NEMA ICS 1-2000. Industrial Control and Systems: General Requirements
- NEMA ICS 2-88. *Industrial Control Devices, Controllers and Assemblies*
- EN 61131-2. *Programmable controllers. Equipment requirements and tests*
- EIA-RS-310C-77. *Racks, Panels and Associated Equipment*
- UL 50-80. *Cabinets and Boxes*
- IEC 1131-3. *Programmable controllers. Programming languages*
- API 554. *Process Instrumentation and Control*. API 1167 *Alarm Management Recommended Practice*
- ISA SP-18 *Alarm Management Committee*
- ISA SP101 HMI committee Norma API 1164 “*Pipeline SCADA Security*”
- Norma API RP 1165 “*Recommended Practice for Pipeline SCADA Displays*”
- Norma API RP 1167 “*Pipeline SCADA Alarm Management*”.

### Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

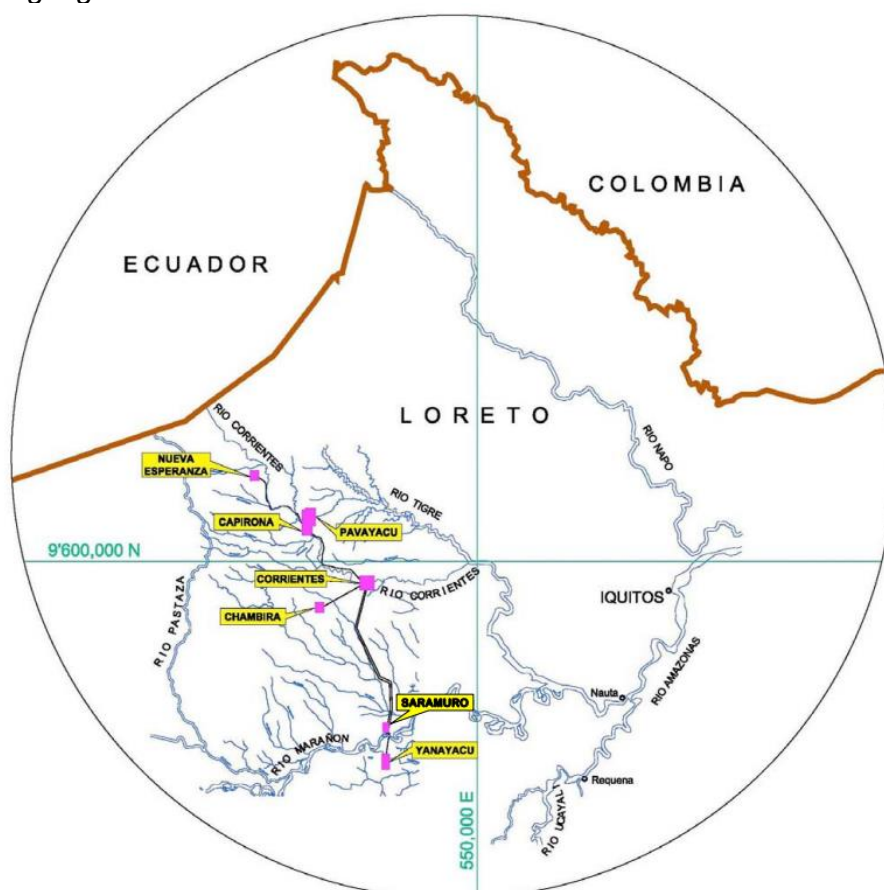
Se describe la aplicación de la metodología PMO en el plan de mantenimiento de los instrumentos del proceso de producción de la Batería 1 del Lote 8, describiendo el proceso automatizado que incluye extracción, separación, almacenamiento y transferencia.

#### 3.1 Características geográficas de la planta

El presente trabajo se realizó en el Lote 8 de la empresa Pluspetrol Norte, situado en el distrito de Corrientes, en la provincia de Loreto, dentro del departamento de Loreto.

**Figura 89**

*Ubicación geográfica del Lote 8.*



*Nota: La figura muestra la ubicación geográfica del Lote 8.*

### 3.2 Especificaciones de la instrumentación de la planta de petrolera del Lote 8

En este subcapítulo, se detalla la instrumentación relacionada a cada familia de equipos que pertenece al proceso de producción de la batería 1 del Lote 8, que se deben tener en cuenta para la implementación del PMO.

#### 3.2.1 Instrumentos relacionados a los separadores de batería 1

La familia de equipos de los separadores de la batería 1 tiene los siguientes instrumentos relacionados a los lazos de control de la fase agua, fase gas, fase cruda, indicadores y sistemas de alarmas.

**Tabla 9**

*Instrumentos que pertenecen a la familia de equipos de los separadores de la batería 1.*

Lazo de Control de Fase Agua			
Ítem	Tag	Descripción	Ubicación
1	LCV	Válvula de Control de 10" Marca: FISHER	Descarga de agua
2	LC	Controlador de Nivel NORRISEAL N/S: 146195-1B Marca: NORRISEAL Series: 1001A Modelo: 2SF15-TLDF-AE Body size: 2" Max. presión: 1265 PSI	Cámara de agua
3	LG1	Visor de vidrio	Cámara de agua
4	LG2	Visor Magnético Marca: ORION INSTRUMENTS Modelo: 1AA-1CJ3-050 S/N: 103-001B MAX PRESS: 150 psi MAX TEMP: 160°F	Cámara de agua
Lazo de Control de Fase Crudo			
It.	Tag	Descripción	Ubicación
1	LCV	Válvula de Control de 4" Actuador Marca: FISHER	Descarga de crudo
2	LC	Controlador de Nivel NORRISEAL N/S: 150052-1 Series: 1001A Model: 2SM60-TLRF-BK Body size: 2" Max. Wp AT: 1595 PSI	Cámara de crudo
3	LG2	Visor de vidrio	Cámara de crudo
4	LG2	Visor Magnético Marca: ORION INSTRUMENTS Modelo: 1AA-1CJ3-050 S/N: 103-003C MAX PRESS: 150 psi MAX TEMP: 160°F	Cámara de crudo

<b>Fase Gas</b>			
<b>It.</b>	<b>Tag</b>	<b>Descripción</b>	<b>Ubicación</b>
1		Disco de ruptura 100 PSIG Marca: LAMOT Type: 3" STD (LL)	Cámara de gas
2	PIT01	Transmisor de presión 2088 Marca Rosemount N/S: 0350870 SET: 0 – 150 PSI / 4-20 mA.	Cámara de gas
3	TIT01	Transmisor de Temperatura Marca Rosemount 644 SET: 0 – 100° C / 4-20 mA. Tipo se sensor: PT100 385 4wire	Cámara de Gas
<b>Indicadores</b>			
<b>It.</b>	<b>Tag</b>	<b>Descripción</b>	<b>Ubicación</b>
1	PI01	Manómetro 4 1/2" Marca: ASHCROFT Rango: 0-100 PSIG	Fase gas
2	PI02	Manómetro 3" Marca: WIKA Rango: 0-160PSIG	Tanque pulmón
3	PI03	Manómetro 2 1/2" Marca: WIKA Rango: 0-100PSIG	Tanque pulmón
4	TI01	Termómetro 6" Marca: WIKA Rango: 0-250°F	Fase agua
<b>Sistema de Alarmas</b>			
<b>It.</b>	<b>Tag</b>	<b>Descripción</b>	<b>Ubicación</b>
1	LSH	Nivel Alto de Agua Marca: ORION Modelo: NO.OES-100 S/N: C004892	Visor magnético Cámara de agua
2	LSL	Nivel Bajo de agua Marca: ORION Modelo: ORS-300 S/N: C006033	Visor magnético Cámara de agua
3	LSH	Nivel Alto de Crudo Marca: ORION Model: ORS-100 S/N: C004915	Visor magnético Cámara de crudo
4	PSH	Presión alta del separador Marca: SOR Model: 9L-K4-N1-F2A S/N:0400100113	Cámara de gas

### 3.2.2 Instrumentos relacionados a los tanques de batería 1

La familia de equipos de los tanques de la batería 1 tiene los siguientes instrumentos relacionados a los lazos de control de nivel.

**Tabla 10**

*Instrumentos que pertenecen a la familia de equipos de los tanques de la batería 1.*

Lazo de control de nivel de los tanques			
It.	Tag	Descripción	Ubicación
1	LT	Transmisor de nivel Tank Radar Pro Marca: ROSEMOUNT Sensor: Cónico 4" Analog Out: 4-20 mA Serie 201440289	Tanque
2	LV	Válvula Motorizada Entrada al Tk Marca: ROTORK Modelo: IQ20 Tipo: IQ 20FA142 Serie: B412610103	Tanque
3	LV	Válvula Motorizada Salida del Tk Marca: ROTORK Modelo: IQ20 Tipo: IQ201A142 Serie: B412610103	Tanque
4	LSH	Switch de alto nivel NAMUR FT251-6F913/0 Serie: J9012201027 Voltaje: 8-2 VDC	Tanque
5	LSL	Switch de alto nivel NAMUR FT251-6F913/0 Serie: J9012201027 Voltaje: 8-2 VDC	Chimbusoo del tanque



### 3.2.3 Instrumentos relacionados a las electrobombas de batería 1

La familia de equipos de las electrobombas de la batería 1 tiene los siguientes instrumentos relacionados a los lazos de control.

**Tabla 11**

*Instrumentos que pertenecen a la familia de equipos de las electrobombas de la batería 1.*

Indicadores de presión			
It.	Tag	Descripción	Ubicación
1	PI-1	Manómetro de descarga de crudo	Descarga de crudo
2	PI-2	Manómetro de succión de crudo	Succión de crudo
Instrumentos de medición y control			
It.	Tag	Descripción	Ubicación
1	PT-1	Transmisor de presión de descarga de crudo Marca: ROSEMOUNT Seteado:0-1000	Descarga
2	PSL	Switch de baja presión de succión	Succión
3	PSH	Switch de alta presión de descarga Marca: SOR Modelo: 9S-045-M4-C1A-X104 S/N: 121101141	Descarga
4	FS	Switch de flujo Marca: MAGNETROL Modelo: TDF-1200-E00/492-1220-015 S/N: 492356-02-002 PS:24 VDC	Descarga
5	TE-1	RTD (Pt 100) de tres hilos, cojinete interior	Bomba
6	TE-2	RTD (Pt 100) de tres hilos, cojinete exterior	Bomba
7	VT-1	Transmisor de vibración (cojinete interior) Modelo: ST5484E-121-020-00 S/N: 348942 0-25.4 mm/s	Bomba
8	VT-2	Transmisor de vibración (cojinete exterior) Modelo: ST5484E-121-020-00 S/N: 348943 0-25.4 mm/s	Bomba
Actuador Rotork			
It.	Tag	Descripción	Ubicación
1	MV-1	Válvula Motorizada Marca: ROTORK Modelo: IQ20 Tipo: IQ201A142	Descarga
2	MV-2	Válvula Motorizada Marca: ROTORK Modelo: IQ20 Tipo: IQ201A142	Carga

### 3.2.4 Instrumentos relacionados a los scrubber de batería 1

La familia de equipos de los scrubber de la batería 1 tiene los siguientes instrumentos relacionados a los lazos de control de nivel.

**Tabla 12**

*Instrumentos que pertenecen a la familia de equipos de los scrubber de la batería 1.*

Control de Nivel			
It.	Tag	Descripción	Ubicación
1	LC	Control de nivel Norriseal 1001 A Serie: 133857-1 A Modelo: 2SM60-SLRF-BE	Scrubber
2	LCV	Válvula motorizada Marca. KIMRAY Max. Pres: 125 psi Size: 4"	Scrubber
3	REG.	Regulador de presión Marca. Fisher Control Type: 67 CFR Max supply: 250 psi Spring range: 0-30 psi	Scrubber
4	PT	Transmisor de presión Marca. Rosemount Max. WP. 150 psi (10 bar) Output. 4 a 20 mA Serial: 0343169 Supply: 10.5 VDC Mod. G2S22A1M5B4E5T104	Scrubber
Manómetros			
It.	Tag	Descripción	Ubicación
5	PI-101	Marca. WIKA Rango: 0-60 psi. Dial: 2"1/2"	Scrubber
7	PI-102	Marca. WIKA Rango: 0-60 psi. Dial: 2"1/2"	Regulador de aire
7	PI-103	Marca. Ashcroft Rango: 0-200 psi. Dial: 4"	Tanque Pulmón de aire

### 3.2.5 Instrumentos relacionados a la VPT de la batería 1

El equipo de la VPT de la batería 1 tiene los siguientes instrumentos relacionados a los lazos de control.

**Tabla 13**

*Instrumentos que pertenecen a la VPT de la batería 1.*

<b>Sistema de protección</b>			
<b>It.</b>	<b>Tag</b>	<b>Descripción</b>	<b>Ubicación</b>
1	LSL	Switch de bajo nivel Marca: Kuebler	Tanque de condensado
2	LSLL	Switch de bajo nivel Marca: Kuebler	Tanque de condensado
3	LSH	Switch de bajo nivel Marca: Kuebler	Tanque de condensado
4	LSHH	Switch de bajo nivel Marca: Kuebler	Tanque de condensado
<b>Indicadores</b>			
<b>It.</b>	<b>Tag</b>	<b>Descripción</b>	<b>Ubicación</b>
1	PI101	MANOMETRO WIKA Rango:0-300PSI Dial: 4", S/G	Tanque de aceite
2	PI102	MANOMETRO WIKA Rango:0-100PSI Dial: 4",C/G	Descarga de la electrobomba
3	TI101	TERMOMETRO WIKA Rango:0-250°F Dial: 2 ½"	Entrada de gas
4	TT101	Transmisor de Temperatura Desin CM-40 Convertidor de señal PT100 S/N: 0071831 OUT: 4-20 mA	Entrada de gas a la planta VPT
5	TT102	Transmisor de Temperatura Marca: Wika PT 100	Salida de gas de la planta VPT

### 3.2.6 Instrumentos relacionados a las motobombas de la batería 1

La familia de equipos de las motobombas de la batería 1 tiene los siguientes instrumentos relacionados a los lazos de control.

**Tabla 14**

*Instrumentos que pertenecen a la familia de equipos de las motobombas de la batería 1.*

SWITCH NEUMATICO AMOT			
It.	Tag	Descripción	Ubicación
1	PSH-201	Switch de alta presión de descarga. AMOT	Descarga de crudo
2	PSL-202	Switch de baja presión de aceite del motor. AMOT	Motor
3	PSL-203	Switch Baja presión de aceite. Caja Multiplicadora. AMOT	Bomba
4	PSL-204	Switch de baja presión de aceite de Bomba. AMOT	Motor
5	PSL-205	Switch Baja presión de Succión. AMOT	Succión
6	PSL-206	Switch de baja presión de succión eléctrico. STATIC O RING N/S: 040100106 Range: 30-0-20 INHG	Succión
7	YS-201	Switch Neumático de Vibración AMOT.	Motor
8	YS-202	Switch Neumático de Vibración AMOT.	Bomba
9	TSH-204	Switch Neumático de alta de temperatura de agua	Motor
10	TSH-205	Switch Neumático de alta de temperatura de cojinete externo	Bomba
INSTRUMENTOS DE MEDICION Y CONTROL			
It.	Tag	Descripción	Ubicación
1	BAT1-MB02-PT201	Transmisor de presión de descarga de crudo Serie: 0301079 Modelo: 2088 SMART Marca: Rosemount	Descarga
2	BAT1-MB02-PDT-201	Transmisor de presión diferencial de succión. S/N	Succión
3	BAT1-MB02-TE-201	RTD (PT-100) Agua	Motor
4	BAT1-MB02-TE-202	RTD (PT-100) Aceite de caja	bomba
5	BAT1-MB02-TE-203	RTD (PT-100) Aceite de cojinete	Bomba
INDICADORES DE PRESION Y TEMPERATURA			
It.	Tag	Descripción	Ubicación
1	BAT1-MB02-PI201	Manómetro de succión Marca: Wika Dial: 4" Toma: ½ NPT	Motor de combustión
2	BAT1-MB02-PI202	Manómetro de descarga de crudo Marca: Wika Dial: 4" Toma: ½ NPT	Descarga de crudo

3	BAT1-MB02-PI203	Manómetro de descarga de crudo Marca: Wika Dial: 4" Toma: ½ NPT	Descarga de crudo
4	BAT1-MB02-PI204	Manómetro de aceite de caja Marca: Wika Dial: 1 ½" Toma: ¼ NPT	Bomba
5	BAT1-MB02-PI205	Manómetro de aceite de caja Marca: Wika Dial: 2 ½" Toma: ¼ NPT	Bomba
6	BAT1-MB02-PI206	Manómetro de aceite de motor Marca: Wika Dial: 4" Toma: ½ NPT	Bomba
7	BAT1-MB02-PI207	Manómetro de cojinete externo Marca: Gasli Dial: 2" Toma: ¼ NPT	Bomba
8	BAT1-MB02-TI201	Termómetro Ashcroft Dial 21/2"	Bomba

### 3.2.7 Instrumentos relacionados a las pozas API de la batería 1

La familia de equipos de las pozas API de la batería 1 tiene los siguientes instrumentos relacionados a los lazos de control.

**Tabla 15**

*Instrumentos que pertenecen a la familia de equipos de las pozas API de la batería 1.*

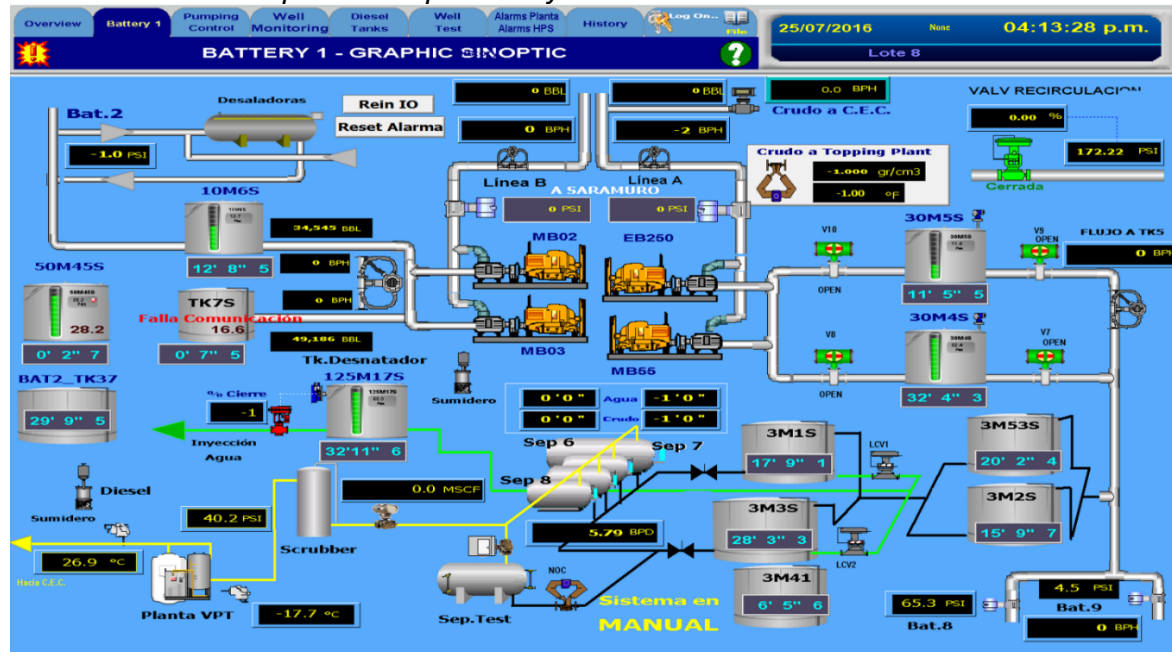
Switch de nivel Arranque			
It.	Tag	Descripción	Ubicación
1	LSH	Switch Magnetrol Mod: XB15-1G3B-B0K S/N: 575218-01-001 INPUT: 120 VAC OUTPUT: 15 A	Poza API
Switch de nivel Parada			
1	LSL	Switch Magnetrol Mod: XB15-1G3B-B0K S/N: 575218-01-001 INPUT: 120 VAC OUTPUT: 15 A	Poza API
Indicadores			
1	PI	Manómetro WIKA dial 4" Range: 0-200 PSI	Descarga Bomba 1
2	PI	Manómetro WIKA dial 3 1/2" Range 0-200 PSI	Descarga Bomba 2
3	PI	Manómetro WIKA dial 2" Range 0-200 PSI	Línea principal

### 3.3 Equipos relacionados a los procesos productivos de la batería 1

A continuación, se detalla la lista de equipos asociados a las 7 etapas de la producción de la batería 1.

Figura 90

Sistema SCADA del proceso separación y tratamiento de crudo en batería 1.



Nota: La figura muestra el sistema SCADA de la batería 1.

**Tabla 16***Equipos de la batería 1 del Lote 8.*

<b>Ubicación / sistema</b>	<b>Equipo</b>	<b>Activo</b>	<b>Familia de equipo</b>
RECUPERACIÓN DE CRUDO	EBB-HIDR-179	EBB-HIDR-179	ELECTROBOMBA
SALA DE BOMBEO A SARAMURO	EB-250	EBB-GOPS-250	ELECTROBOMBA
SALA DE BOMBEO A SARAMURO	EB-08	EBB-GOPS-275	ELECTROBOMBA
SISTEMA REINYECCION BAT-01	EB-23	EBB-HIDR-085	ELECTROBOMBA
SISTEMA REINYECCION BAT-01	EB-24	EBB-VKING-12	ELECTROBOMBA
TRANSFERENCIA A TOPPING PLANT	P-8A01B	EBB-TOPP-009	ELECTROBOMBA
TRANSFERENCIA A TOPPING PLANT	P-8A01A	EBB-TOPP-010	ELECTROBOMBA
TRATAMIENTO DE CRUDO	EB-235X	EBB-HIDR-177	ELECTROBOMBA
TRATAMIENTO DE CRUDO	EB-04	EBC-GOPS-075	ELECTROBOMBA
TRATAMIENTO DE CRUDO	EB-05	EBC-GOPS-076	ELECTROBOMBA
ALM/TRANSF CRUDO	EB-07	EBC-INRD-077	ELECTROBOMBA
BOMBA DE RECUPERACIÓN DE CRUDO	EB-244	BOT-ALLW-005	ELECTROBOMBA
BOMBA DE RECUPERACIÓN DE CRUDO	EB-247	BOT-ALLW-008	ELECTROBOMBA
DECANTADOR CENTRIFUGO ALFA LAVAL	EB-243	BOT-ALLW-004	ELECTROBOMBA
DESALADOR 1	EB-236	EBB-GOPS-016	ELECTROBOMBA
DESALADOR 2	EB-237	EBB-GOPS-017	ELECTROBOMBA
DESALADORA 1	EB-197	EBB-IMO-001	ELECTROBOMBA
DRENAJE CASETA BOOSTER	EBB-HIDR-178	EBB-HIDR-178	ELECTROBOMBA
DRENAJE DE CONDENSADO - VENDEO	EB-06	EBB-GOPS-006	ELECTROBOMBA
PLANTA DE TRATAMIENTO DE CRUDO FUERA DE ESPECIFICACIÓN	EB-16P03	EBB-GOPS-274	ELECTROBOMBA
PLANTA VPT	EB-239	EBB-GOPS-024	ELECTROBOMBA
PONTON CONTRAINCENDIOS BAT 1	EB-177	EBB-HIDR-086	ELECTROBOMBA
PONTON CONTRAINCENDIOS BAT 1	EB-178	EBB-HIDR-087	ELECTROBOMBA
PONTON SE-PETREX	EB-131	EBB-HIDR-139	ELECTROBOMBA

PONTON SE-PETREX	EB-133	EBB-HIDR-141	ELECTROBOMBA
RECUPERACIÓN DE CRUDO POZA API	EB-255	EBB-GOPS-022	ELECTROBOMBA
RECUPERACIÓN DE CRUDO POZA API	EB-256	EBB-GOPS-023	ELECTROBOMBA
RECUPERACIÓN DE CRUDO RECUPERADO	EB-258	EBB-GOPS-026	ELECTROBOMBA
RECUPERACIÓN DE CRUDO RECUPERADO	EB-259	EBB-GOPS-027	ELECTROBOMBA
SCI SISTEMA DE ESPUMA 1	EBB-VKING-01	EBB-VKING-01	ELECTROBOMBA
SCI SISTEMA DE ESPUMA 2	EBB-VKING-02	EBB-VKING-02	ELECTROBOMBA
SISTEMA AGUA DULCE	EB-253	EBB-HIDR-166	ELECTROBOMBA
SISTEMA AGUA DULCE	EB-254	EBB-HIDR-167	ELECTROBOMBA
SISTEMA ALMAC/TRANSF DIESEL	EB-221	EBB-IMO-002	ELECTROBOMBA
SISTEMA ALMAC/TRANSF DIESEL	EB-85	EBB-IMO-003	ELECTROBOMBA
SISTEMA ALMAC/TRANSF DIESEL	EB-86	EBB-IMO-004	ELECTROBOMBA
SISTEMA CONTRA INCENDIO (SCI)	MB-65	MBB-HALE-070	MOTOBOMBA
SISTEMA CONTRA INCENDIO (SCI)	MB-66	MBB-HALE-071	MOTOBOMBA
SALA DE BOMBEO DE CRUDO A SARAMURO 03	MB-55	MBC-INRD-051	MOTOBOMBA
SALA DE BOMBEO DE CRUDO A SARAMURO 02	MB-03	MBC-INRD-050	MOTOBOMBA
RECUPERACIÓN DE CRUDO	POZAPI-02	TAN-SUMP-008	POZA API
RECUPERACIÓN DE CRUDO	TK-SUMIDERO 4	TAN-SUMP-010	POZA API
SISTEMA TRATAMIENTO DE GAS	SC-01-02	VES-SC07-COR	SCRUBBER
SISTEMA TRATAMIENTO DE GAS	VES-SC08-COR	VES-SC08-COR	SCRUBBER
SEPARACIÓN DE CRUDO	SP-08-01	VES-SP08-CO1	SEPARADOR
SEPARACIÓN DE CRUDO	SP-07-01	VES-SP07-CO1	SEPARADOR
SEPARACIÓN DE CRUDO	SP-06-01	VES-SP06-CO1	SEPARADOR
SEPARACIÓN DE CRUDO	SP-05-01	VES-SP05-CO1	SEPARADOR
SEPARACIÓN DE CRUDO	SP-03-01	VES-SP03-CO1	SEPARADOR
SEPARACIÓN DE CRUDO	SP-04-01	VES-SP04-CO1	SEPARADOR
LDS_HP9	SCA-HP9	SCA-BAT1-HP9	SISTEMA SCADA



LDS-BAT1	LDS-SC1	LDS-BAT1-SC1	SISTEMA SCADA
LDS-HP2	SCA-HP2	SCA-LDS-HP2	SISTEMA SCADA
LDS-HP6	LDS-HP6	LDS-BAT1-HP6	SISTEMA SCADA
SCADA BATERIA 1	SCA-1	SCA-BAT1-001	SISTEMA SCADA
SCADA POZOS BATERIA 1	SCA-POZ-BAT1	SCA-POZ-BAT1	SISTEMA SCADA
SCADA REINYECCION BATERIA 1	SCA-REBAT1	SCA-REBAT1	SISTEMA SCADA
RECUPERACIÓN DE CRUDO POZA API	TK-SUMIDERO 3	TAN-SUMP-009	TANQUE
T-CRUDO 01	TK-30M5S	TAN-30M5S-01	TANQUE
T-CRUDO 02 SEDIMENTACIÓN	TK-30M4S	TAN-30M4S-01	TANQUE
T-CRUDO 03 SEDIMENTACIÓN	TK-3M2S	TAN-3M2S-CO1	TANQUE
T-CRUDO 04 SEDIMENTACIÓN	TK-3M1S	TAN-3M1S-CO1	TANQUE
TK DE CRUDO 01	TK-10M6S	TAN-10M6S-01	TANQUE
TK DE CRUDO 02 SEDIMENTACIÓN	TK-3M41S	TAN-3M41SS	TANQUE
TK DE CRUDO 04	TK-10M7S	TAN-10M7S	TANQUE
TK DE SEDIMENTACIÓN DE CRUDO	TK-3M53S	TAN-3M53S-01	TANQUE
TK DESNATADOR	TK-125M17S	TAN-125M17S	TANQUE
TK DESNATADOR	TK-50M45S	TAN-50M45S	TANQUE
TK DIÉSEL 01	TK-30M9S	TK-30M9S	TANQUE
TK SEPARADOR DE CRUDO O1	TAN-3M3S-CO1	TAN-3M3S-CO1	TANQUE
TRATAMIENTO DE GAS	VPT-01	PTG-VPT2-148	VPT

### 3.4 Histórico de fallas de la instrumentación en la batería 1 del Lote 8

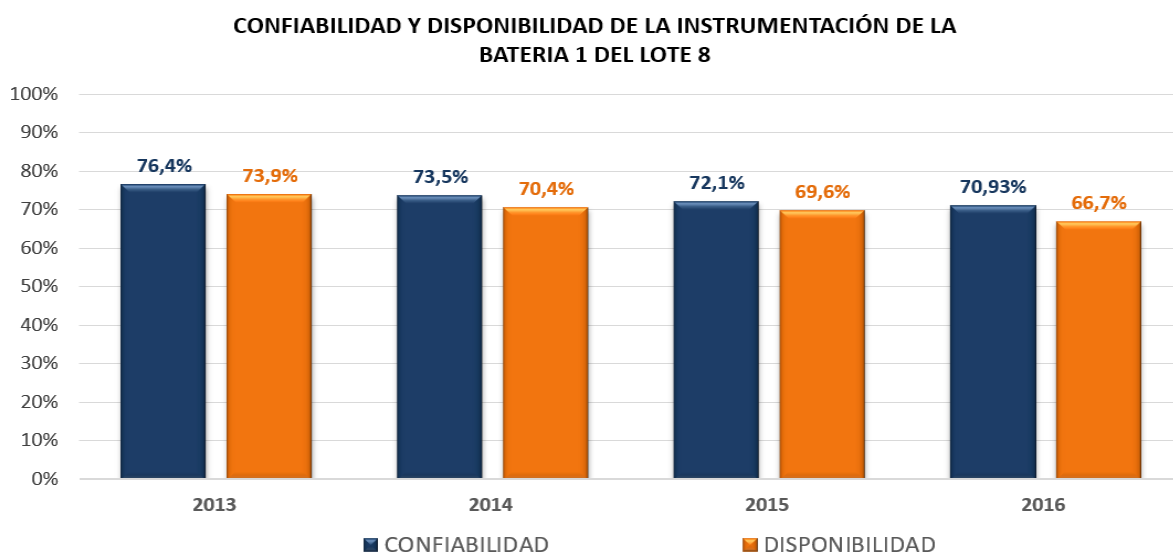
Para la gerencia de producción del Lote 8 de la empresa Pluspetrol Norte S. A., representa gran importancia contar con un sistema de instrumentación confiable en sus procesos de la batería 1. Esta confiabilidad debe ser reflejada con una estrategia mantenimiento eficiente y efectiva aplicada a los instrumentos de estos procesos.

Actualmente, el tipo de mantenimiento aplicado a estos instrumentos es preventivo; sin embargo, se tiene fallas recurrentes en la instrumentación asociada procesos de la batería 1. El tener un plan de mantenimiento poco eficiente y efectivo ha ocasionado considerables pérdidas de producción por paradas imprevista; debido a que en ocasiones fue necesario transportar equipos de otros activos con la finalidad de poner en servicio los procesos operativos de la batería 1.

Del análisis realizado del historial de fallas de los años 2013 al año 2016, de la instrumentación asociada a los procesos de la batería 1, se ha identificado que las fallas más recurrentes han ocurrido en la instrumentación asociada a la desaladora, separadores y tanques de almacenamiento, los cuales afectaron los indicadores de confiabilidad y disponibilidad de estos procesos productivos.

**Figura 91**

*Tendencia de la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación relacionados a los procesos de tratamiento de crudo y separación de la batería 1 de los años 2013 al 2016.*

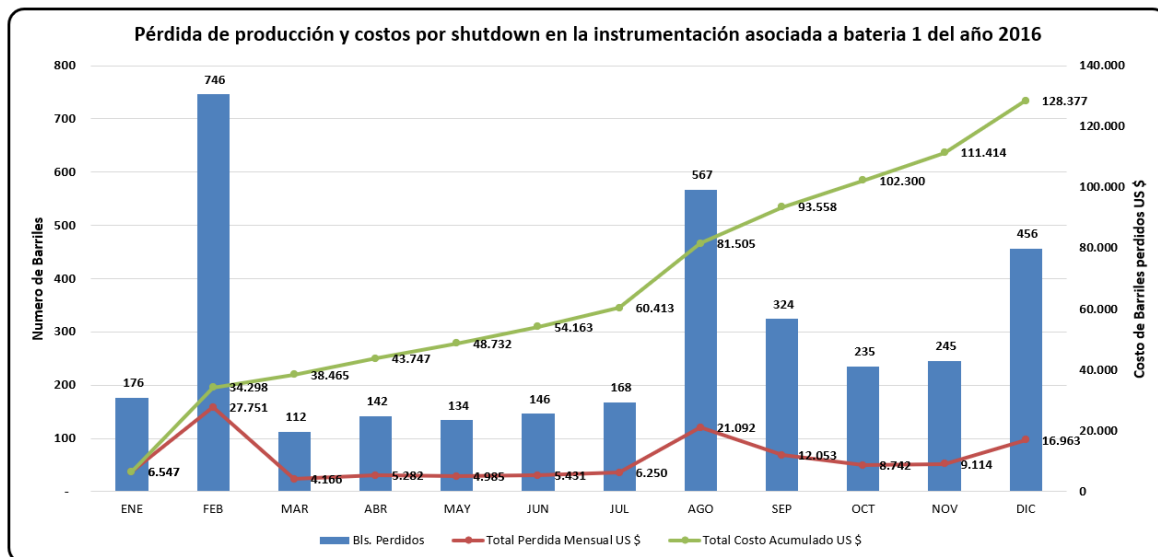


*Nota: La figura nos indica la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación relacionada a los procesos de tratamiento y separación de crudo de la batería 1, del año 2013 al año 2016.*

Las estadísticas de producción mostraron que las fallas en los sistemas de control e instrumentación provocaron pérdidas significativas en la producción.

**Figura 92**

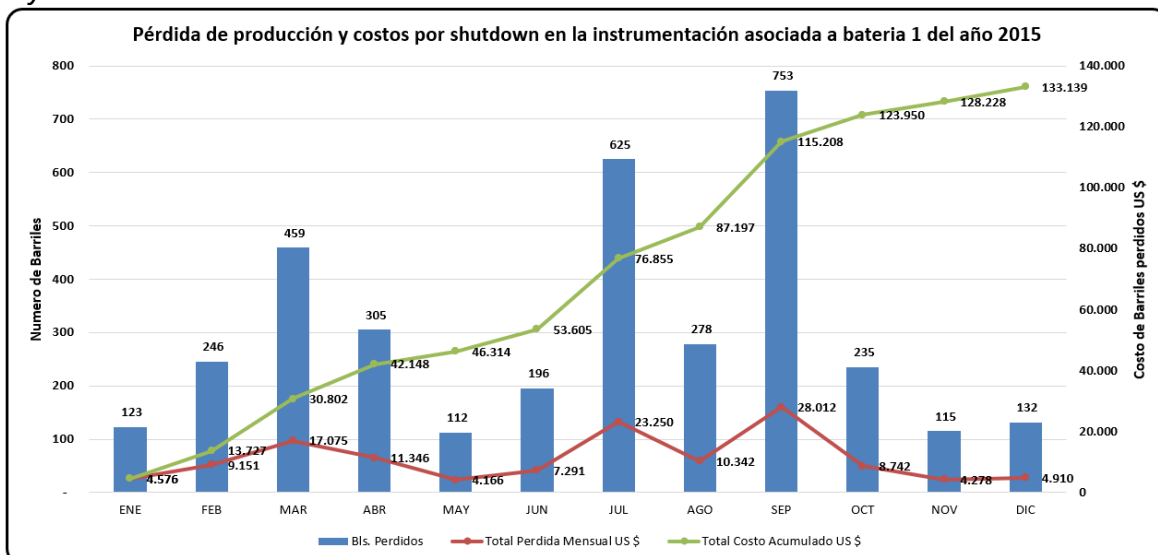
*Perdida de producción y costos por shutdown en la instrumentación asociada a la batería 1 del año 2016.*



*Nota: La figura nos indica el costo acumulado del año 2016, asociado por las fallas en los sistemas de control e instrumentación en las baterías 1 del Lote 8.*

**Figura 93**

*Perdida de producción y costos por shutdown en la instrumentación asociada a las baterías 1 y 2 del año 2015.*



*Nota: La figura nos indica el costo acumulado del año 2015, asociado por las fallas en los sistemas de control e instrumentación en las baterías 1 del Lote 8.*

Luego de realizar el análisis de las fallas recurrentes en la instrumentación asociada a las familias de equipos que pertenecen a los procesos de en la batería 1 del Lote 8, se elaboró la siguiente tabla de las fallas recurrentes en la instrumentación asociada. Estas fallas se han recopilado de los reportes de mantenimientos que se han ingresado del software de mantenimiento JDE.

**Tabla 17**

*Fallas recurrentes asociadas a las familias de equipos de la batería 1 del Lote 8.*

<b>Familia de equipos</b>	<b>Sistema</b>	<b>Fuente de Información</b>	<b>Falla</b>
<i>Scrubber</i>	Válvula motora de control de nivel	Historial de fallas del JDE	Falla de válvula motora por desgaste de <i>orings</i>
<i>Scrubber</i>	Válvula motora de control de nivel	Historial de fallas del JDE	Falla de válvula motora por desgaste de diafragma
<i>Scrubber</i>	Válvula motora de control de nivel	Historial de fallas del JDE	Falla de válvula por contaminación con oxido
<i>Scrubber</i>	Manómetro (Fase gas)	Historial de fallas del JDE	Falla de manómetro por descalibración
<i>Scrubber</i>	Transmisor de presión	Historial de fallas del JDE	Falla de línea de gas por fuga de aire
Tanques	Transmisor de nivel	Historial de fallas del JDE	Transmisor de nivel no activa
Tanques	Switch de alto y bajo nivel	Historial de fallas del JDE	Switch sucio
Tanques	Transmisor de nivel (Fase gas)	Historial de fallas del JDE	Lectura anormal de transmisor
Tanques	Tubo visor (Fase agua)	Historial de fallas del JDE	Visor Obstruido
Tanques	Válvula <i>rotork</i> de salida de crudo (Fase crudo)	Historial de fallas del JDE	Falla a abrir en demanda-válvula <i>rotork</i>
Tanques	Tubo visor (Fase agua)	Historial de fallas del JDE	Válvulas de visor obstruidas
Tanques	Válvula <i>rotork</i> de salida de crudo (Fase crudo)	Historial de fallas del JDE	Falla en la tarjeta principal-actuador <i>rotork</i>
Tanques	Transmisor de nivel (Fase gas)	Historial de fallas del JDE	<i>Display</i> de transmisor
Tanques	Tanque de capacidad comunicante / Chimbúsoo (Fase agua)	Historial de fallas del JDE	Chimbúsoo con sedimentos
Tanques	Switch de alto y bajo nivel (Fase agua)	Historial de fallas del JDE	Switch sucio
Tanques	Transmisor de nivel (Fase gas)	Historial de fallas del JDE	Antena de transmisor rota
Poza API	Switch de nivel	Historial de fallas del JDE	Sulfatación de contactos
Poza API	Tablero y control	Historial de fallas del JDE	Sulfatación de borneras y contactos
Poza API	Switch de nivel	Historial de fallas del JDE	No activa la boya
Poza API	Transmisor de nivel	Historial de fallas del JDE	Lectura anormal por transmisor sucio
Separador	Válvula Back Press (Fase Gas)	Historial de fallas del JDE	Válvula Back Press no controla por diafragma roto. (Repetitivo)
Separador	Actuador de Válvula de Control Fisher (Fase Crudo)	Historial de fallas del JDE	Falla de posicionador de Actuador de Válvula de Control Fisher por contaminación de aire.
Separador	Control de Nivel <i>Norriseal</i> (Fase Crudo)	Historial de fallas del JDE	Control de nivel <i>Norriseal</i> descalibrado
Separador	Control de Nivel <i>Norriseal</i> (Fase Agua)	Historial de fallas del JDE	Controlador en falla por acumulación de sólidos en la cámara del eje de la boya.

<b>Familia de equipos</b>	<b>Sistema</b>	<b>Fuente de Información</b>	<b>Falla</b>
Separador	Válvulas Back Press (Fase Gas)	Historial de fallas del JDE	Válvulas Back Press no controla por diafragma roto.
Separador	Válvulas Back Press (Fase Gas)	Historial de fallas del JDE	Válvula Kimray tipo BP en falla por acumulación de crudo en las partes internas.
Separador	Visor Magnético Orión (Fase Agua)	Historial de fallas del JDE	Visor de nivel magnético obstruido con suciedad.
Separador	Actuador de Válvula de Control Fisher (Fase Agua)	Historial de fallas del JDE	Actuador de válvula de control Fisher descalibrado.
Separador	Actuador de Válvula de Control Fisher (Fase Agua)	Historial de fallas del JDE	Válvula de Control Fisher con fuga por el diafragma
Separador	Válvula Back Press (Fase Gas)	Historial de fallas del JDE	Válvula Back Press no controla por diafragma roto. (Repetitivo)
Separador	Actuador de Válvula de Control Fisher (Fase Crudo)	Historial de fallas del JDE	Falla de posicionador de Actuador de Válvula de Control Fisher por contaminación de aire.
Separador	Control de Nivel Norriseal (Fase Crudo)	Historial de fallas del JDE	Control de nivel Norriseal descalibrado
VPT	Transmisor de Temperatura	Historial de fallas del JDE	Transmisor de temperatura con lectura anormal.
VPT	Transmisor de Temperatura	Historial de fallas del JDE	Controlador de temperatura desconfigurado.
VPT	Transmisor de Temperatura	Historial de fallas del JDE	Sensor de temperatura con falla a tierra.
VPT	Termómetro	Historial de fallas del JDE	Termómetro bimetalico inoperativo.
VPT	Válvula Solenoide	Historial de fallas del JDE	Válvula solenoide con cierre lento por saturación.
VPT	Tableros de Control	Historial de fallas del JDE	Tablero de control con falsos contactos en borneras de los Switch magnéticos.
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Historial de fallas del JDE	SCADA no muestra potencia real y aparente de generador 134 por parámetros inadecuados.
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Historial de fallas del JDE	SCADA con pérdida de comunicación por falla de cable MODBUS
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Historial de fallas del JDE	SCADA en falla por UPS en cortocircuito
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Historial de fallas del JDE	SCADA con pérdida de comunicación del transmisor de presión por cableado en falso contacto.
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Historial de fallas del JDE	SCADA con lectura anormal de transductores de nivel por descalibración de parámetros.
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Historial de fallas del JDE	SCADA no enciende por estabilizador en falla
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Historial de fallas del JDE	SCADA sin señal por switch de puerto en falla
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Historial de fallas del JDE	SCADA con pérdida de comunicación por infección con virus informático
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Historial de fallas del JDE	SCADA con alarmas sonoras inactivas
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Historial de fallas del JDE	SCADA con pérdida de comunicación por desconfiguración de lazo PID

Como se puede apreciar en la tabla anterior una gran cantidad de fallas recurrentes que se deben de corregir aplicando la metodología del PMO para mejorar los índices de disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación.

### 3.5 Selección de la metodología del mantenimiento

De acuerdo con el análisis realizado, se tiene 2 tipos de metodología que se pueden aplicar a la instrumentación relacionada a los procesos de la planta de petróleo: PMO y RCM.

A continuación, mostramos un cuadro comparativo de estas dos metodologías en función de las características más relevantes para los procesos de la planta de petróleo.

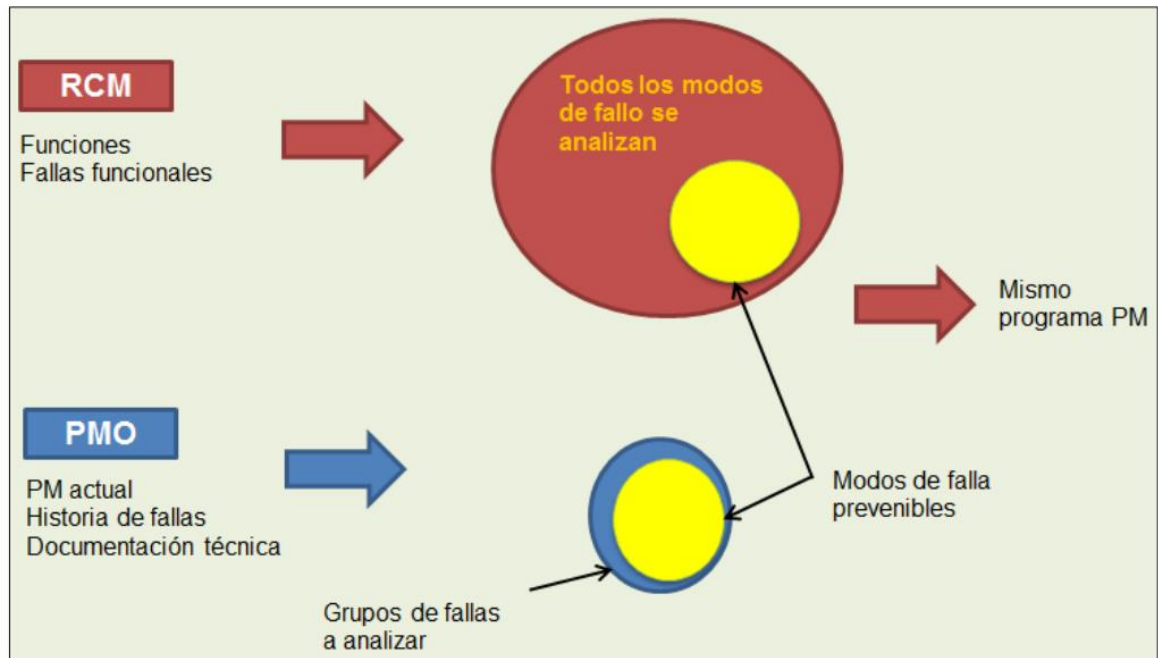
**Tabla 18**

*Tabla de comparativa entre PMO y RCM*

RCM	PMO
Es un proceso que se usa desde el inicio.	Es una metodología de revisión.
Analiza todas las funciones y parámetros asociados de los equipos.	Las funciones de los equipos son importantes, pero un análisis funcional no es generalmente crítico para un mejor resultado.
Elabora un listado de modos de falla basados en el análisis funcional y en los modos de falla de cada equipo analizado.	Se genera un listado de modos de falla a partir del plan de mantenimiento actual, el historial de fallas y datos técnicos.
Analiza cada modo de falla por separado.	Se combinan y analizan diversos modos de falla de manera conjunta, permitiendo una evaluación más completa de la situación.
El uso de esta metodología involucra mayor tiempo y es más costosa obteniendo los mismos resultados del PMO.	La implementación es en mucho menor tiempo y se obtiene los mismos resultados del RCM.

Figura 94

Enfoque del RCM y PMO



Nota: La figura nos las diferencias del enfoque entre la metodología del PMO y del RCM (Duarte, 2015).

Tabla 19

Tabla de ventajas del PMO respecto al RCM

Ventajas del PMO respecto al RCM	
1	Mientras que PMO utiliza los principios de RCM, el enfoque en la implementación que utilizan las aerolíneas y otros proveedores de RCM “clásico”, tienen serias debilidades prácticas en un ambiente industrial. PMO aplica los principios y conceptos de RCM de modo que está mucho más enfocado en lograr beneficios en un ambiente industrial que el RCM tradicional.
2	En los análisis clásicos de RCM, más del 50% de los modos de fallo que se analizan, resultan en “Ningún Mantenimiento Programado”. PMO reduce el tiempo y el esfuerzo gastado en estos modos de fallo.
3	El PMO toma un enfoque más directo al desarrollo de los estatutos de la función del equipo que el RCM clásico (y en muchos casos, eliminando la necesidad de definición de estatutos de función por completo).
4	La experiencia en la industria nuclear de Estados Unidos muestra que, en promedio, PMO produce resultados seis veces más rápido que RCM. PMO optimiza las acciones actuales y añade lo necesario, transformando la asignación de recursos y el tiempo hacia la implementación

Tal como se indica en la tabla se puede observar que la mejor metodología para nuestro trabajo es el PMO.



### **3.6 Implementación del PMO**

Se utilizó la metodología propuesta por Steve Tunner para aplicar la Metodología del PMO a los planes de mantenimiento de los equipos de los procesos de la batería 1 del Lote 8. Para implementar la optimización de las tareas de mantenimiento, se llevará a cabo una evaluación de la situación actual.

#### **3.6.1 *Recopilación de tareas de mantenimiento de la batería 1***

Se realizó una recopilación de las tareas de mantenimiento de los equipos en estudio, con el objetivo de consolidar toda la información sobre las actividades preventivas, predictivas y rutinarias. Asimismo, las tareas se organizaron de manera apropiada para facilitar su análisis posterior.

Se tomaron en cuenta los pasos para la recolección de tareas, los cuales serían optimizados tras realizar el análisis correspondiente:

- Se recopilaron y analizaron las actividades de mantenimiento, tanto formales como informales, realizadas por el personal encargado del mantenimiento de la planta.
- Actividades de mantenimiento realizadas por el personal de operativo.
- Todas las actividades de mantenimiento se reunieron en un único documento, que utilizó un formato uniforme para su presentación y organización.
- El tipo de tarea está completamente identificado.
- Los expertos en mantenimiento y las frecuencias deben ser las mismas para cada tarea que se realizaba.

**Tabla 20**

*Planes de mantenimiento preventivo de las familias de equipos de la batería 1 del Lote 8.*

<b>Familia de equipo</b>	<b>Sistema</b>	<b>Tarea Inicial (PM)</b> Tareas actuales de mantenimiento preventivo	<b>Fuente de información</b> (De las tareas actuales)	<b>Intervalo Inicial</b> (Frecuencia actual de tareas)
Separador	Actuador de Válvula de Control Fisher (Fase Agua)	Cambio de diafragma según el estado de desgaste del material del actuador	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Actuadores de Válvula de Control Fisher (Fase Crudo)	Revisar rodamientos del resorte y engrasar el actuador	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Actuadores de Válvula de Control Fisher (Fase Crudo)	Acoplamiento del actuador, calibración, prueba de funcionamiento y hermeticidad de la válvula	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Control de Nivel <i>Norriseal</i> (Fase Agua)	Contraste los manómetros con el equipo patrón, de ser necesario calíbrelos.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Control de Nivel <i>Norriseal</i> (Fase Agua)	Engrasar las partes mecánicas con cuidado, armar el controlador y dejarlo tal y como se dejó marcado.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Control de Nivel <i>Norriseal</i> (Fase Agua)	Verificar la presión de alimentación al controlador (30 psig para 4-16 psig output, 35 psig para 5-40 psig output).	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Disco de Ruptura (Fase Gas)	Cambiar empaquetaduras	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Manómetro (Fase Gas)	Limpieza de mecanismos internos del Bourdon y accesorios y ajuste de piezas de accionamiento mecánico	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Switch de Presión (Fase Gas)	Revisión de conexiones, limpieza de toma de proceso y verificación de diafragma	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Switch de Presión (Fase Gas)	Contraste de funcionamiento y accionamiento de microswitch a set de operación requerido con Fluke 725 y módulo de presión	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Termómetro (Fase Gas)	Limpieza de dial, mica de protección y escala indicadora de rango de operación	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Termómetro (Fase Gas)	Revisión de rangos de operación y contraste de funcionamiento con patrón de temperatura Horno Metrológico Fluke 9142	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Transmisor de Flujo <i>Panametrics</i> (Fase Crudo)	Verificación de configuración del transmisor	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Transmisor de Presión (Fase Gas)	Revisión de parámetros de configuración y contraste de funcionamiento con Fluke 725 y módulo de presión	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Transmisor de Temperatura (Fase Gas)	Revisión de rangos de operación y contraste de funcionamiento con patrón de temperatura horno metrológico Fluke 9142.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Tubo Visor (Fase Agua)	Cambio de sellos de viton si requiere por desgaste de material	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses

<b>Familia de equipo</b>	<b>Sistema</b>	<b>Tarea Inicial (PM)</b> Tareas actuales de mantenimiento preventivo	<b>Fuente de información</b> (De las tareas actuales)	<b>Intervalo Inicial</b> (Frecuencia actual de tareas)
Separador	Válvulas Back Press (Fase Gas)	Reemplazo de aceite de la cámara denominada Motor valve	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Válvulas Back Press (Fase Gas)	Reajuste de tensión del resorte al punto como antes de la intervención	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Visor Magnético Orión (Fase Crudo)	Verificación de contactos eléctricos de la tarjeta y ajuste de conexionado y terminales	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Separador	Visor Magnético Orión (Fase Crudo)	Ensamblaje y engrase de bulonería y cambio de empaques	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Electrobombas	Instrumentación	Inspección y contrastación de manómetros.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Electrobombas	Instrumentación	Verificación de lazos control por medio de simulación de señal normalizada.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Electrobombas	Instrumentación	Inspección y contrastación de transmisores de presión.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Electrobombas	Instrumentación	Revisión de RTD y protección por alta temperatura.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Electrobombas	Instrumentación	Simulación de paradas por proceso.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Electrobombas	Instrumentación	Verificación de activación de alarmas.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Motobomba	Instrumentación / Sistema de lubricación	Mantenimiento del sensor de baja presión de aceite de caja	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Motobomba	Instrumentación / Vibración y sobre velocidad	Mantenimiento del sensor de vibración del motor	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Motobomba	Instrumentación / Vibración y sobre velocidad	Mantenimiento del sensor de vibración de la bomba	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Scrubber	Control de nivel <i>Norriseal</i>	Contraste los manómetros con el equipo patrón, de ser necesario calibrelos	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Scrubber	Control de nivel <i>Norriseal</i>	Engrasar las partes mecánicas con cuidado, armar el controlador y dejarlo tal y como se dejó marcado.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Scrubber	Válvula motora de control de nivel	Desacoplar tapa superior de la válvula motora Kimray	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Scrubber	Válvula motora de control de nivel	Desalojar el aceite de la cámara	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Scrubber	Válvula motora de control de nivel	Inspección de partes internas, eje, diafragma, asiento y <i>orings</i> .	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Scrubber	Válvula motora de control de nivel	Reemplazo de kit de reparación	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Scrubber	Válvula motora de control de nivel	Ensamblaje y reemplazo de hidrolina de la cámara de la válvula	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses

<b>Familia de equipo</b>	<b>Sistema</b>	<b>Tarea Inicial (PM)</b> Tareas actuales de mantenimiento preventivo	<b>Fuente de información</b> (De las tareas actuales)	<b>Intervalo Inicial</b> (Frecuencia actual de tareas)
Scrubber	Tubo visor	Cambio de sellos de viton si requiere por desgaste de material	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Scrubber	Tubo visor	Limpieza de tubo visor	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Scrubber	Tubo visor	Limpiar adecuadamente la toma del separador donde será instalada la válvula	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Scrubber	Transmisor de presión	Revisión de conexiones, limpieza de toma de proceso y verificación de diafragma	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Scrubber	Transmisor de presión	Contrastación de presión y salida de 4 a 20 ma con Fluke 725	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Scrubber	Manómetro (Fase gas)	Limpieza de mecanismos internos del Bourdon y accesorios y ajuste de piezas de accionamiento mecánico	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Verificar puesta a tierra.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Ajustar borneras de tablero de control.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Verificar contactos auxiliares.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Verificar estado de Fuente de Alimentación.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Verificar estado de UPS.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Verificar estado de baterías.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Verificar estado de CPU de PLC	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Verificar estado de Módulos de PLC	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Sistema SCADA	Tablero SCADA (General)	Verificar señales Monitoreadas y de Control.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Tanques	Control de nivel Norriseal de interfase (Fase agua)	Contraste los manómetros con el equipo patrón, de ser necesario calibrelos	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Tanques	Control de nivel Norriseal de interfase (Fase agua)	Verificar la presión de alimentación al controlador	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Tanques	Válvula de control motora Kimray (Fase de agua)	Cambio de todo el kit de reparación del actuador	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Tanques	Válvula de control motora Kimray (Fase de agua)	Cambio de aceite de la cámara motora del actuador	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Tanques	Switch de alto y bajo nivel (Fase agua)	Limpieza del ducto de alojamiento de la boya retirando solidos que pudieran haberse formado	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Tanques	Switch de alto y bajo nivel (Fase agua)	Verificación de contactos eléctricos del switch y correcto accionamiento	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses

<b>Familia de equipo</b>	<b>Sistema</b>	<b>Tarea Inicial (PM)</b> Tareas actuales de mantenimiento preventivo	<b>Fuente de información</b> (De las tareas actuales)	<b>Intervalo Inicial</b> (Frecuencia actual de tareas)
Tanques	Switch de alto y bajo nivel (Fase agua)	Ensamblaje y engrase de bulonería y cambio de empaques	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Tanques	Tubo visor (Fase agua)	Aflojar Tuercas prensa estopas de la parte superior e inferior	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Tanques	Tubo visor (Fase agua)	Realizar torque de antihorario al tubo visor Pírex para desacoplar de la base y retirar unidad	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Tanques	Transmisor de nivel (Fase gas)	Revisión de conexionado y el buen estado de los terminales de conexión	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Tanques	Transmisor de nivel (Fase gas)	Revisión de los parámetros de configuración para registro de datos	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Tanques	Transmisor de nivel (Fase gas)	Revisión de conexionado en la JB (caja de conexiones)	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Tanques	Transmisor de nivel (Fase gas)	Medición de tanque con wincha de operaciones y comparación con lectura del Display local y el SCADA, realizar ajustes de corrección si fuese requerido según procedimiento	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Tanques	Válvula <i>rotork</i> de salida de crudo (Fase crudo)	Verificar estado del Display de operación	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Tanques	Válvula <i>rotork</i> de salida de crudo (Fase crudo)	Verificar el buen estado de la pernería	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Tanques	Válvula <i>rotork</i> de salida de crudo (Fase crudo)	Verificación de engrase adecuado en partes mecánicas en movimiento	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
Tanques	Válvula <i>rotork</i> de salida de crudo (Fase crudo)	Verificar funcionamiento y operación en los parámetros requeridos según manual ROTORK IQ RANGE	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
VPT	Switch de Nivel	Limpieza del ducto de alojamiento de la boya retirando sólidos que pudieran haberse formado	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
VPT	Switch de Nivel	Verificación de contactos eléctricos del switch y correcto accionamiento.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
VPT	Transmisor de Presión	Revisión de conexiones, limpieza de toma de proceso y verificación de diafragma.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
VPT	Transmisor de Presión	Revisión de parámetros de configuración y contraste de funcionamiento con Fluke 725 y módulo de presión.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
VPT	Switch de Presión	Revisión de conexiones, limpieza de toma de proceso y verificación de diafragma	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
VPT	Switch de Presión	Contraste de funcionamiento y accionamiento de micro switch a set de operación requerido con Fluke 725 y módulo de presión.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
VPT	Termómetro	Limpieza de dial, mica de protección y escala indicadora de rango de operación	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
VPT	Termómetro	Revisión de rangos de operación y contraste de funcionamiento con patrón de temperatura Horno Metrológico Fluke 9142x	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses

Familia de equipo	Sistema	Tarea Inicial (PM)	Fuente de información (De las tareas actuales)	Intervalo Inicial (Frecuencia actual de tareas)
		Tareas actuales de mantenimiento preventivo		
VPT	Manómetro	Limpieza de mecanismos internos del Bourdon y accesorios y ajuste de piezas de accionamiento mecánico.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
VPT	Transmisor de Temperatura	Revisión de conexiones, Limpieza de bulbo y termo pozo	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
VPT	Transmisor de Temperatura	Revisión de rangos de operación y contraste de funcionamiento con patrón de temperatura Horno Metrológico Fluke 9142.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
VPT	Visores electromagnéticos	Limpieza del ducto de alojamiento de la boya retirando solidos que pudieran haberse formado.	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
VPT	Visores electromagnéticos	Verificación de contactos eléctricos de la tarjeta y ajuste de conexionado y terminales	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses
VPT	Válvula Solenoide	Mantenimiento de orificio y asiento de válvulas	Plan de Mantenimiento JDE	seis meses

### **3.6.2 *Análisis y racionalización de los modos y sus consecuencias de falla***

Se tiene que identificar todas las actividades del plan de mantenimiento actual y el histórico de fallas registrados en el JDE, se comenzó a analizar con el fin de identificar los modos de falla relacionados. Además, se incluyeron modos de falla que no se habían considerado y se representaron en la tabla 21.

Se creó un equipo interdisciplinario para analizar las tareas más equilibradas con el fin de encontrar los modos de fallo y agregar aquellos que no se consideraron al crear el plan de mantenimiento actual, mientras se continúa con la optimización. Se describió el sistema que se ve afectado por la ejecución de cada tarea de mantenimiento, así como el tipo de mantenimiento que se aplica al activo.

Por lo tanto, se describió qué tipo de falla es oculto o evidente para evaluar las consecuencias con el grupo interdisciplinario. Una falla se considera oculta cuando una falla funcional no es evidente para el equipo operativo en circunstancias normales de operación.

En otro aspecto, una falla se manifiesta de manera clara cuando se hace evidente, ya sea de forma natural o a través de los operadores, en condiciones normales de funcionamiento. Cada tipo de falla afecta el rendimiento y la disponibilidad del equipo, aunque su impacto varía. Para analizar las repercusiones y determinar la mejor estrategia para prevenirlas, lo que implica un costo en tiempo y recursos, se lleva a cabo una evaluación específica para cada modo de falla, considerando su efecto en el medio ambiente, la seguridad y la producción.

**Tabla 21**

*Análisis y racionalización de los modos de fallas y consecuencias de las fallas de la instrumentación relacionada a los equipos de los procesos de producción de la batería 1.*

Familia de equipo	Sistema	Tarea inicial (PM) o tarea del historial de fallas	Fuente de información (De las tareas actuales)	Modo de falla (¿A qué modo de falla está enfocada la tarea de mantenimiento?)	Racionalización (Fallas iguales)	Consecuencia (Oculta, operacional, reparación o riesgo)
VPT	Fase Gas	Limpiar, verificar y pintar TAG de los equipos de instrumentación descritos en esta fase	Plan de mantenimiento	Falla de equipo por requerimiento inadecuado de repuestos.		Reparación
VPT	Fase Gas	Pintado de líneas de instrumentación	Plan de mantenimiento	Líneas de instrumentación de fase Gas despintados sin identificación.		Reparación
VPT	Switch de Nivel	Limpieza del ducto de alojamiento de la boya retirando sólidos que pudieran haberse formado	Plan de mantenimiento	Falla de lazo de control de nivel por trabarse accionamiento mecánico del control de la boya.	F1	Operacional
VPT	Switch de Nivel	Limpieza externa de los accesorios mecánicos.	Plan de mantenimiento	Falla de lazo de control de nivel por trabarse accionamiento mecánico del control de la boya.	F1	Operacional
VPT	Transmisor de Presión	Revisión de conexiones, limpieza de toma de proceso y verificación de diafragma.	Plan de mantenimiento	Transmisor con señales erróneas por diafragma roto, transmisor con señales erróneas por falsos contactos, transmisor con recalentamiento en cables o conexiones.		Operacional
VPT	Transmisor de Presión	Revisión de parámetros de configuración y contraste de funcionamiento con Fluke 725 y módulo de presión.	Plan de mantenimiento	Transmisor de presión con lecturas fuera de rango por configuración inadecuada.		Operacional
VPT	Switch de Presión	Contraste de funcionamiento y accionamiento de micro switch a set de operación requerido con Fluke 725 y módulo de presión.	Plan de mantenimiento	Presión alta en el proceso por desactivación de alarma/parada.		Oculta
VPT	Termómetro	Limpieza de dial, mica de protección y escala indicadora de rango de operación	Plan de mantenimiento	Instrumento con error en la lectura.		Reparación



Familia de equipo	Sistema	Tarea inicial (PM) o tarea del historial de fallas	Fuente de información (De las tareas actuales)	Modo de falla (¿A qué modo de falla está enfocada la tarea de mantenimiento?)	Racionalización (Fallas iguales)	Consecuencia (Oculta, operacional, reparación o riesgo)
VPT	Termómetro	Revisión de rangos de operación y contraste de funcionamiento con patrón de temperatura Horno Metrológico Fluke 9142x	Plan de mantenimiento	Instrumento con error en la medición	F5	Reparación
VPT	Manómetro	Contraste de presión con Fluke 725 y modulo correspondiente a la presión requerida, inicie el montaje.	Plan de mantenimiento	Error en la lectura por descalibración del equipo.		Reparación
VPT	Transmisor de Temperatura	Revisión de conexiones, Limpieza de bulbo y termo pozo	Plan de mantenimiento	Error en el lazo de control por falso contacto, lectura errónea por acumulación de sólidos o corrosión en el termopozo, conexiones con falla a tierra.	F4	Operacional
VPT	Transmisor de Temperatura	Revisión de rangos de operación y contraste de funcionamiento con patrón de temperatura horno Metrológico Fluke 9142.	Plan de mantenimiento	Falla en el lazo por error de lectura	F3	Operacional
VPT	Visores electromagnéticos	Limpieza del ducto de alojamiento de la boya retirando solidos que pudieran haberse formado.	Plan de mantenimiento	Falla en el control de nivel automático del líquido en el Scruber por suciedad.		Operacional
VPT	Visores electromagnéticos	Verificación de contactos eléctricos de la tarjeta y ajuste de conexionado y terminales	Plan de mantenimiento	Error en la señal de control/alarma por falsos contactos.		Operacional
VPT	Válvula Solenoide	Inspección de partes internas	Plan de mantenimiento	Sellos y asiento en mal estado, cable de bobina en mal estado, bajo aislamiento de la bobina.		Operacional
VPT	válvula Solenoide	Mantenimiento de orificio y asiento de válvulas	Plan de mantenimiento	Mal funcionamiento de válvula por pase de gas/condensado (falta de hermeticidad entre asiento y orificio.), cierre lento por suciedad.	F6	Operacional
VPT	Switch de Nivel		Historial de fallas	Switch magnético de control de nivel de condensado en mal estado.	F2	Operacional

Familia de equipo	Sistema	Tarea inicial (PM) o tarea del historial de fallas	Fuente de información (De las tareas actuales)	Modo de falla (¿A qué modo de falla está enfocada la tarea de mantenimiento?)	Racionalización (Fallas iguales)	Consecuencia (Oculta, operacional, reparación o riesgo)
VPT	Transmisor de Temperatura		Historial de fallas	Transmisor de temperatura con lectura anormal.	F3	Reparación
VPT	Transmisor de Temperatura		Historial de fallas	Controlador de temperatura desconfigurado.		Reparación
VPT	Transmisor de Temperatura		Historial de fallas	Sensor de temperatura con falla a tierra.	F4	Operacional
VPT	Termómetro		Historial de fallas	Termómetro bimetalico inoperativo.	F5	Reparación
VPT	Válvula Solenoide		Historial de fallas	Válvula solenoide con cierre lento por saturación.	F6	Operacional
VPT	Tableros de Control		Historial de fallas	Tablero de control con falsos contactos en borneras de los <i>switches</i> magnéticos.		Oculta
Tanques	Tanque de capacidad comunicante / Chimbuso (Fase agua)	Realizar repetidas veces la limpieza hasta que salga un producto limpio del recipiente	Plan de mantenimiento	Tanque comunicante / chimbuso contaminado		Operacional
Tanques	Control de nivel <i>Norriseal</i> de interfase (Fase agua)	Verificar la presión de alimentación al controlador	Plan de mantenimiento	Falla en el accionamiento de la válvula, Daño al diafragma de la válvula.		Operacional

Familia de equipo	Sistema	Tarea inicial (PM) o tarea del historial de fallas	Fuente de información (De las tareas actuales)	Modo de falla (¿A qué modo de falla está enfocada la tarea de mantenimiento?)	Racionalización (Fallas iguales)	Consecuencia (Oculta, operacional, reparación o riesgo)
Tanques	Switch de alto y bajo nivel (Fase agua)	Limpieza externa de los accesorios mecánicos	Plan de mantenimiento	Deterioro de accesorios mecánicos		Operacional
Tanques	Switch de alto y bajo nivel (Fase agua)	Verificación de contactos eléctricos del switch y correcto accionamiento	Plan de mantenimiento	No funciona el control de nivel por falla de switch		Operacional
Tanques	Válvula <i>rotork</i> de ingreso de crudo (Fase crudo)	Verificar el buen estado de la pernería	Plan de mantenimiento	Falla a abrir en demanda por válvula <i>rotork</i>		Operacional
Tanques	Válvula <i>rotork</i> de ingreso de crudo (Fase crudo)	Verificación de engrase adecuado en partes mecánicas en movimiento	Plan de mantenimiento	Falla a abrir en demanda por válvula <i>rotork</i>		Operacional
Tanques	Válvula <i>rotork</i> de ingreso de crudo (Fase crudo)	Pintado de líneas de instrumentación	Plan de mantenimiento	Líneas de Instrumentación corroídas sin identificación.		Reparación
Tanques	Eq. Aux en tanques de capacidad de suministro de aire (manómetro)	Limpieza externa del instrumento	Plan de mantenimiento	Lectura anormal de instrumento		Operacional
Tanques	Eq. Aux en tanques de capacidad de suministro de aire (reguladores de presión)	Reemplazo de kit de reparación para regulador Fisher según Tipo	Plan de mantenimiento	Deterioro de accesorios mecánicos		Operacional
Tanques	Transmisor de nivel (Fase gas)		Historial de fallas	Lectura anormal de transmisor		Operacional
Tanques	Tableros de Control		Historial de fallas	Tablero de control con falsos contactos en borneras de los <i>switches</i> magnéticos.		Oculta

Familia de equipo	Sistema	Tarea inicial (PM) o tarea del historial de fallas	Fuente de información (De las tareas actuales)	Modo de falla (¿A qué modo de falla está enfocada la tarea de mantenimiento?)	Racionalización (Fallas iguales)	Consecuencia (Oculta, operacional, reparación o riesgo)
Tanques	Válvula <i>rotork</i> de salida de crudo (Fase crudo)		Historial de fallas	Falla a abrir en demanda-válvula <i>rotork</i>		Operacional
Tanques	Tubo visor (Fase agua)		Historial de fallas	Válvulas de visor obstruidas		Operacional
Tanques	Válvula <i>rotork</i> de salida de crudo (Fase crudo)		Historial de fallas	Falla en la tarjeta principal-actuador <i>rotork</i>		Operacional
Tanques	Transmisor de nivel (Fase gas)		Historial de fallas	<i>Display</i> de transmisor		Operacional
Tanques	Tanque de capacidad comunicante / Chimbuso (Fase agua)		Historial de fallas	Chimbusoo con sedimentos		Operacional
Tanques	Switch de alto y bajo nivel (Fase agua)		Historial de fallas	Switch sucio		Operacional
Tanques	Transmisor de nivel (Fase gas)		Historial de fallas	Antena de transmisor		Operacional
SCADA	Tablero SCADA (General)	Cambio de tableros y cables de conexión si estuvieran en mal estado	Plan de mantenimiento	SCADA en falla por tableros en mal estado, SCADA en falla por falsos contactos, SCADA en falla por pérdida de comunicación.	F2	Operacional
SCADA	Tablero SCADA (General)	Verificar contactos auxiliares.	Plan de mantenimiento	Sacada con falla del sistema de control por deterioro de contactos auxiliares.		Operacional
SCADA	Tablero SCADA (General)	Verificar estado de Fuente de Alimentación.	Plan de mantenimiento	SCADA no prende por falla de fuente de alimentación.		Operacional

<b>Familia de equipo</b>	<b>Sistema</b>	<b>Tarea inicial (PM) o tarea del historial de fallas</b>	<b>Fuente de información (De las tareas actuales)</b>	<b>Modo de falla (¿A qué modo de falla está enfocada la tarea de mantenimiento?)</b>	<b>Racionalización (Fallas iguales)</b>	<b>Consecuencia (Oculta, operacional, reparación o riesgo)</b>
SCADA	Tablero SCADA (General)	Verificar estado de CPU de PLC	Plan de mantenimiento	CPU de PLC sobrecalentado por suciedad, CPU de PLC con fuga a tierra.		Operacional
SCADA	Tablero SCADA (General)	Verificar estado de Módulos de PLC	Plan de mantenimiento	Módulos de PLC sobrecalentados por suciedad, Módulos de PLC con fuga a tierra.		Operacional
SCADA	Tablero SCADA (General)	Verificar señales Monitoreadas y de Control.	Plan de mantenimiento	Pérdida de comunicación por falsos contactos o deterioro de cableado.		Operacional
SCADA	Tablero SCADA (General)	Verificar estado de Componentes Secundarios del Tablero.	Plan de mantenimiento	Recalentamiento por falla de sistema de enfriamiento del tablero, falsos contactos de cableado, tablero con fuga a tierra, soportaría en mal estado.		Operacional
SCADA	Tablero SCADA (General)		Historial de fallas	SCADA no muestra potencia real y aparente de generador 134 por parámetros inadecuados.	A	Reparación
SCADA	Tablero SCADA (General)		Historial de fallas	SCADA con pérdida de comunicación por falla de cable MODBUS	F2	Operacional
SCADA	Tablero SCADA (General)		Historial de fallas	SCADA en falla por UPS en cortocircuito	F1	Operacional
SCADA	Tablero SCADA (General)		Historial de fallas	SCADA con pérdida de comunicación del transmisor de presión por cableado en falso contacto.		Operacional
SCADA	Tablero SCADA (General)		Historial de fallas	SCADA con lectura anormal de transductores de nivel por descalibración de parámetros.	A	Operacional
SCADA	Tablero SCADA (General)		Historial de fallas	SCADA no enciende por estabilizador en falla	A	Operacional
SCADA	Tablero SCADA (General)		Historial de fallas	SCADA sin señal por switch de puerto en falla	A	Operacional
SCADA	Tablero SCADA (General)		Historial de fallas	SCADA con pérdida de comunicación por infección con virus informático	A	Operacional

Familia de equipo	Sistema	Tarea inicial (PM) o tarea del historial de fallas	Fuente de información (De las tareas actuales)	Modo de falla (¿A qué modo de falla está enfocada la tarea de mantenimiento?)	Racionalización (Fallas iguales)	Consecuencia (Oculta, operacional, reparación o riesgo)
SCADA	Tablero SCADA (General)		Historial de fallas	SCADA con alarmas sonoras inactivas	A	Operacional
SCADA	Tablero SCADA (General)		Historial de fallas	SCADA con pérdida de comunicación por desconfiguración de lazo PID	A	Operacional
Separador	Válvula Back Press (Fase Gas)		Historial de fallas	Válvula Back Press no controla por diafragma roto. (Repetitivo)	F3	Operacional
Separador	Actuador de Válvula de Control Fisher (Fase Crudo)		Historial de fallas	Falla de posicionador de Actuador de Válvula de Control Fisher por contaminación de aire.	F4	Operacional
Separador	Control de Nivel <i>Norriseal</i> (Fase Crudo)		Historial de fallas	Control de nivel <i>Norriseal</i> descalibrado	F5	Operacional
Separador	Válvula Back Press (Fase Gas)		Historial de fallas	Válvula <i>Back Press</i> no controla por diafragma roto. (Repetitivo)	F3	Operacional
Separador	Actuador de Válvula de Control Fisher (Fase Crudo)		Historial de fallas	Falla de posicionador de Actuador de Válvula de Control Fisher por contaminación de aire.	F4	Operacional
Separador	Control de Nivel <i>Norriseal</i> (Fase Crudo)		Historial de fallas	Control de nivel <i>Norriseal</i> descalibrado	F5	Operacional
Separador	Control de Nivel <i>Norriseal</i> (Fase Agua)	Desarmar el equipo en el taller, hacer una limpieza exhaustiva de los internos, luego de revisarlo visualmente, definir, por desgaste o mal estado, si se tiene partes para ser cambiadas. (Manómetros, Relay, brazo mecánico, etc).	Plan de mantenimiento	Control de Nivel <i>Norriseal</i> no actúa por falla o desgaste de elementos internos.	M1	Operacional
Separador	Actuador de Válvula de	Retirar la tapa para verificación de diafragma y resorte del actuador	Plan de mantenimiento	Accionamiento de válvula de control fuera de parámetros por daño en resorte o diafragma de actuador.	M7, F2	Operacional

Familia de equipo	Sistema	Tarea inicial (PM) o tarea del historial de fallas	Fuente de información (De las tareas actuales)	Modo de falla (¿A qué modo de falla está enfocada la tarea de mantenimiento?)	Racionalización (Fallas iguales)	Consecuencia (Oculta, operacional, reparación o riesgo)
	Control Fisher (Fase Agua)					
Separador	Actuador de Válvula de Control Fisher (Fase Agua)	Cambio de diafragma según el estado de desgaste del material del actuador	Plan de mantenimiento	Actuador de válvula de control no activa por falla de diafragma.	F2	Operacional
Separador	Actuador de Válvula de Control Fisher (Fase Agua)	Al retirar los diafragmas y accesorios del posicionador posterior a la limpieza aplicar el procedimiento de calibración de los posicionadores Fisher para seleccionar distancia con respecto a la medida y el tipo de actuador	Plan de mantenimiento	Válvula no se activa por descalibración de posicionadores.	M6	Operacional
Separador	Visor Magnético Orion (Fase Agua)	Limpieza del ducto de alojamiento de la boya retirando solidos que pudieran haberse formado	Plan de mantenimiento	Falla de Visor Magnético por obstrucción de alojamiento.	M3	Operacional
Separador	Visor Magnético Orion (Fase Agua)	Limpieza externa del visor	Plan de mantenimiento	Error en la lectura por suciedad externa		Reparación
Separador	Tubo Visor (Fase Agua)	Limpieza de tubo visor	Plan de mantenimiento	Error de medición por tubo visor sucio.		Reparación
Separador	Transmisor de Flujo <i>Panametrics</i> (Fase Agua)	Limpieza de la tubería y retiro de grasa silicona en mal estado y aplicación de nueva grasa	Plan de mantenimiento	error en la lectura por falso contacto del sensor		Oculta
Separador	Actuadores de Válvula de Control Fisher (Fase Crudo)	Retirar la tapa para verificación de diafragma y resorte del actuador	Plan de mantenimiento	Accionamiento de válvula de control fuera de parámetros por daño en resorte o diafragma de actuador.	F2	Operacional
Separador	Actuadores de Válvula de Control Fisher (Fase Crudo)	Cambio de diafragma según el estado de desgaste del material del actuador	Plan de mantenimiento	Actuador de válvula de control no activa por falla de diafragma.	F2	Operacional

Familia de equipo	Sistema	Tarea inicial (PM) o tarea del historial de fallas	Fuente de información (De las tareas actuales)	Modo de falla (¿A qué modo de falla está enfocada la tarea de mantenimiento?)	Racionalización (Fallas iguales)	Consecuencia (Oculta, operacional, reparación o riesgo)
Separador	Transmisor de Flujo <i>Panametrics</i> (Fase Crudo)	Limpieza de la tubería y retiro de grasa silicona en mal estado y aplicación de nueva grasa	Plan de mantenimiento	error en la lectura por falso contacto del sensor		Oculta
Separador	Transmisor de Flujo <i>Panametrics</i> (Fase Crudo)	Medición de aislamiento / continuidad de cable coaxial del canal A y B del transmisor	Plan de mantenimiento	Falla de transmisor por recalentamiento de cables por deficiente aislamiento.		Oculta
Separador	Transmisor de Flujo <i>Panametrics</i> (Fase Crudo)	Revisión de ajustes de conexionado y aislamiento	Plan de mantenimiento	Falla de transmisor por recalentamiento de cables o falsos contactos.		Operacional
Separador	Válvulas Back Press (Fase Gas)	Revisión de válvula Kimray tipo BP (Verificar su estado para cambio)	Plan de mantenimiento	Falla de válvula back press por válvula <i>Kimray</i> deteriorado o contaminado.	M2	Operacional
Separador	Switch de Presión (Fase Gas)	Revisión de conexiones, limpieza de toma de proceso y verificación de diafragma	Plan de mantenimiento	Switch de Presión en falla por diafragma en falla.		Riesgo
Separador	Manómetro (Fase Gas)	Contraste de presión con Fluke 725 y modulo correspondiente a la presión requerida, inicie el montaje	Plan de mantenimiento	Error en la medición por descalibración del equipo.		Reparación
Separador	Disco de Ruptura (Fase Gas)	Todo disco de ruptura debe ser remplazado al entrar en mantenimiento un separador	Plan de mantenimiento	Rotura de carcasa de fase gas		Riesgo
Separador	Disco de Ruptura (Fase Gas)	Cambiar empaquetaduras	Plan de mantenimiento	Fuga de gas por empaquetaduras dañadas		Riesgo
Separador	Control de Nivel <i>Norriseal</i> (Fase Agua)		Historial de fallas	Controlador en falla por acumulación de solidos en la cámara del eje de la boya.	M1	Operacional
Separador	Válvulas Back Press (Fase Gas)		Historial de fallas	Válvula <i>Kimray</i> tipo BP en falla por acumulación de crudo en las partes internas.	M2	Operacional



Familia de equipo	Sistema	Tarea inicial (PM) o tarea del historial de fallas	Fuente de información (De las tareas actuales)	Modo de falla (¿A qué modo de falla está enfocada la tarea de mantenimiento?)	Racionalización (Fallas iguales)	Consecuencia (Oculta, operacional, reparación o riesgo)
Separador	Visor Magnético Orion (Fase Agua)		Historial de fallas	Visor de nivel magnético obstruido con suciedad.	M3	Operacional
Separador	Actuador de Válvula de Control Fisher (Fase Agua)		Historial de fallas	Actuador de válvula de control Fisher descalibrado.	M6	Operacional
Separador	Actuador de Válvula de Control Fisher (Fase Agua)		Historial de fallas	Válvula de Control Fisher con fuga por el diafragma	M7	Operacional
Scrubber	Control de nivel Norriseal	Verificar la presión de alimentación al controlador	Plan de mantenimiento	Falla en el accionamiento de la válvula, Daño al diafragma de la válvula.		Operacional
Scrubber	Control de nivel Norriseal	Verificar la alimentación antes del filtro regulador esté entre 25-60 psig, y el aire/gas esté libre de contaminantes	Plan de mantenimiento	Deficiencia en el suministro de aire por obstrucción del regulador.		Operacional
Scrubber	Control de nivel Norriseal	Verificar las conexiones de tubing y fittings. Libres de fugas y ajustados.	Plan de mantenimiento	Deficiencia en el suministro de aire por obstrucción de las líneas conductoras.		Operacional
Scrubber	Control de nivel Norriseal	Verificar la conexión a proceso. Ajustada, con bulonería completa, sin fugas ni corrosión	Plan de mantenimiento	Control de nivel con fugas en las tomas de proceso por mal ajuste o empaques en mal estado.		Operacional
Scrubber	Válvula motora de control de nivel	Reemplazo de kit de reparación	Plan de mantenimiento	Falla de control de nivel por deterioro de componentes interno de válvula motora		Operacional
Scrubber	Válvula motora de control de nivel	Ensamblaje y reemplazo de hidrolina de la cámara de la válvula	Plan de mantenimiento	Falla de control de nivel por deterioro de componentes interno por falta de lubricación		Operacional
Scrubber	Tubo visor	Mantenimiento de válvulas de aislamiento y accesorios internos	Plan de mantenimiento	Falla de control de nivel por deterioro de válvula de aislamiento		Operacional
Scrubber	Fase de gas	Limpiar, verificar y pintar TAG de los equipos de instrumentación descritos en esta fase	Plan de mantenimiento	Equipos de Fase Agua sin TAG de identificación.		Reparación

Familia de equipo	Sistema	Tarea inicial (PM) o tarea del historial de fallas	Fuente de información (De las tareas actuales)	Modo de falla (¿A qué modo de falla está enfocada la tarea de mantenimiento?)	Racionalización (Fallas iguales)	Consecuencia (Oculta, operacional, reparación o riesgo)
Scrubber	Fase de gas	Pintado de líneas de instrumentación	Plan de mantenimiento	Líneas de Instrumentación corroídas sin identificación.		Reparación
Scrubber	Manómetro (Fase gas)	Contraste de presión con Fluke 725 y modulo correspondiente a la presión requerida, inicie el montaje	Plan de mantenimiento	Lectura errónea por descalibración de equipo		Operacional
Scrubber	Válvula motora de control de nivel		Historial de fallas	Falla de válvula motora por desgaste de <i>orings</i>		Operacional
Scrubber	Válvula motora de control de nivel		Historial de fallas	Falla de válvula motora por desgaste de diafragma		Operacional
Scrubber	Válvula motora de control de nivel		Historial de fallas	Falla de válvula por contaminación con oxido		Operacional
Scrubber	Manómetro (Fase gas)		Historial de fallas	Falla de manómetro por descalibración		Operacional
Scrubber	Transmisor de presión		Historial de fallas	Falla de línea de gas por fuga de aire		Operacional
Poza API	Rotulado	Limpiar, verificar y pintar TAG de los equipos de instrumentación	Plan de mantenimiento	Equipos de nivel de condensado sin TAG de identificación.		Reparación
Poza API	Rotulado	Pintado de líneas de instrumentación.	Plan de mantenimiento	Líneas de Instrumentación corroídas sin identificación.		Reparación
Poza API	Pilotaje Neumático	Mantenimiento al regulador de presión de aire de alimentación a la bomba (solo para bomba Neumática).	Plan de mantenimiento	Bomba neumática deteriorada		Operacional
Poza API	Pilotaje Neumático	Revisar y calibrar manómetro de abastecimiento de aire (solo para bomba neumática).	Plan de mantenimiento	Lectura errónea de manómetro	F7	Operacional
Poza API	Transmisor de nivel	Volver a probar funcionamiento del control de nivel de fluido.	Plan de mantenimiento	Lectura anormal por transmisor	F8	Operacional

<b>Familia de equipo</b>	<b>Sistema</b>	<b>Tarea inicial (PM) o tarea del historial de fallas</b>	<b>Fuente de información (De las tareas actuales)</b>	<b>Modo de falla (¿A qué modo de falla está enfocada la tarea de mantenimiento?)</b>	<b>Racionalización (Fallas iguales)</b>	<b>Consecuencia (Oculta, operacional, reparación o riesgo)</b>
Poza API	Transmisor de nivel	Volver a simular y verificar el funcionamiento de alarma por alto nivel.	Plan de mantenimiento	Lectura anormal por transmisor	F8	Operacional
Poza API	Tablero y control	Revisar el cableado de control y alarmas de los instrumentos hasta el Tablero de control y cajas de paso intermedias (sulfatación de terminales).	Plan de mantenimiento	Cables seccionados, debilitados. Terminales sulfatados		Operacional
Poza API	Tablero y control	Revisar conexiones de puesta a tierra.	Plan de mantenimiento	Falla a tierra, cortocircuito de equipos		Operacional
Poza API	Switch de nivel		Historial de fallas	Sulfatación de contactos		Operacional
Poza API	Tablero y control		Historial de fallas	Sulfatación de borneras y contactos		Operacional
Poza API	Switch de nivel		Historial de fallas	No activa la boya		Operacional
Poza API	Transmisor de nivel		Historial de fallas	Lectura anormal por transmisor sucio	F8	Operacional
Motobomba	Instrumentación / Sistema de lubricación	Mantenimiento de sensor de baja presión de aceite de motor	Plan de mantenimiento	Lectura anormal de instrumento		Oculta
Motobomba	Instrumentación / Sistema de lubricación	Mantenimiento de sensor de baja presión de aceite de caja	Plan de mantenimiento	Lectura anormal de instrumento		Oculta
Motobomba	Instrumentación / Sistema de refrigeración	Mantenimiento de sensor de alta temperatura tipo PT1000 de aceite de cojinete externo	Plan de mantenimiento	Lectura anormal de instrumento		Oculta
Motobomba	Instrumentación / Sistema de refrigeración	Mantenimiento de elemento de temperatura tipo PT100 de aceite de caja	Plan de mantenimiento	Lectura anormal de instrumento		Oculta
Motobomba	Instrumentación / Sistema de succión y descarga	Mantenimiento de baja presión de succión de bomba	Plan de mantenimiento	Lectura anormal de instrumento		Oculta

<b>Familia de equipo</b>	<b>Sistema</b>	<b>Tarea inicial (PM) o tarea del historial de fallas</b>	<b>Fuente de información (De las tareas actuales)</b>	<b>Modo de falla (¿A qué modo de falla está enfocada la tarea de mantenimiento?)</b>	<b>Racionalización (Fallas iguales)</b>	<b>Consecuencia (Oculta, operacional, reparación o riesgo)</b>
Motobomba	Instrumentación / Sistema de succión y descarga	Mantenimiento del sensor de baja presión de la descarga de la bomba	Plan de mantenimiento	Lectura anormal de instrumento		Oculta
Motobomba	Instrumentación / Sistema de succión y descarga	Mantenimiento del manómetro de succión	Plan de mantenimiento	Lectura anormal de instrumento		Oculta
Motobomba	Instrumentación / Sistema de succión y descarga	Mantenimiento al sensor de alta presión de la descarga de la bomba	Plan de mantenimiento	Lectura anormal de instrumento		Oculta
Motobomba	Instrumentación / Sistema de succión y descarga	Mantenimiento del manómetro de descarga	Plan de mantenimiento	Lectura anormal de instrumento		Oculta
Motobomba	Instrumentación / Vibración y sobre velocidad	Mantenimiento del sensor de vibración de la bomba	Plan de mantenimiento	Lectura anormal de instrumento		Oculta
Motobomba	Instrumentación / Vibración y sobre velocidad	Mantenimiento del sensor de sobre velocidad	Plan de mantenimiento	Lectura anormal de instrumento		Oculta
Motobomba	Instrumentación / Vibración y sobre velocidad	Mantenimiento al tablero de indicadores	Plan de mantenimiento	Lectura anormal de instrumento		Oculta
Motobomba	Instrumentación / Vibración y sobre velocidad	Prueba del sistema de parada de emergencia y el sistema de detección de fugas	Plan de mantenimiento	Lectura anormal de instrumento		Oculta
Electrobombas	Instrumentación	inspección de instrumentos.	Plan de mantenimiento	Desviación en la lectura de parámetros de los instrumentos.		Operacional
Electrobombas	Instrumentación	limpieza y calibración de instrumentos.	Plan de mantenimiento	Desviación en la lectura de parámetros de los instrumentos.		Operacional
Electrobombas	Instrumentación	inspección y contrastación de manómetros.	Plan de mantenimiento	Desviación en la lectura de parámetros de los instrumentos (manómetros)		Operacional

<b>Familia de equipo</b>	<b>Sistema</b>	<b>Tarea inicial (PM) o tarea del historial de fallas</b>	<b>Fuente de información (De las tareas actuales)</b>	<b>Modo de falla (¿A qué modo de falla está enfocada la tarea de mantenimiento?)</b>	<b>Racionalización (Fallas iguales)</b>	<b>Consecuencia (Oculta, operacional, reparación o riesgo)</b>
Electrobombas	Instrumentación	verificación de lazos control por medio de simulación de señal normalizada.	Plan de mantenimiento	Desviación o error en la lectura de parámetros de los instrumentos.		Operacional
Electrobombas	Instrumentación	inspección y contrastación de transmisores de presión.	Plan de mantenimiento	Desviación en la lectura del instrumento (Tx Presión)		Operacional
Electrobombas	Instrumentación	Revisión de RTD y protección por alta temperatura.	Plan de mantenimiento	Desviación de parámetros de instrumentos (RTD), sistema de protección en falla.		Oculta
Electrobombas	Instrumentación	Simulación de paradas por proceso.	Plan de mantenimiento	Sistema de parada inactivo		Oculta
Electrobombas	Instrumentación	Verificación de activación de alarmas.	Plan de mantenimiento	Sistema de alarmas no se activan		Oculta

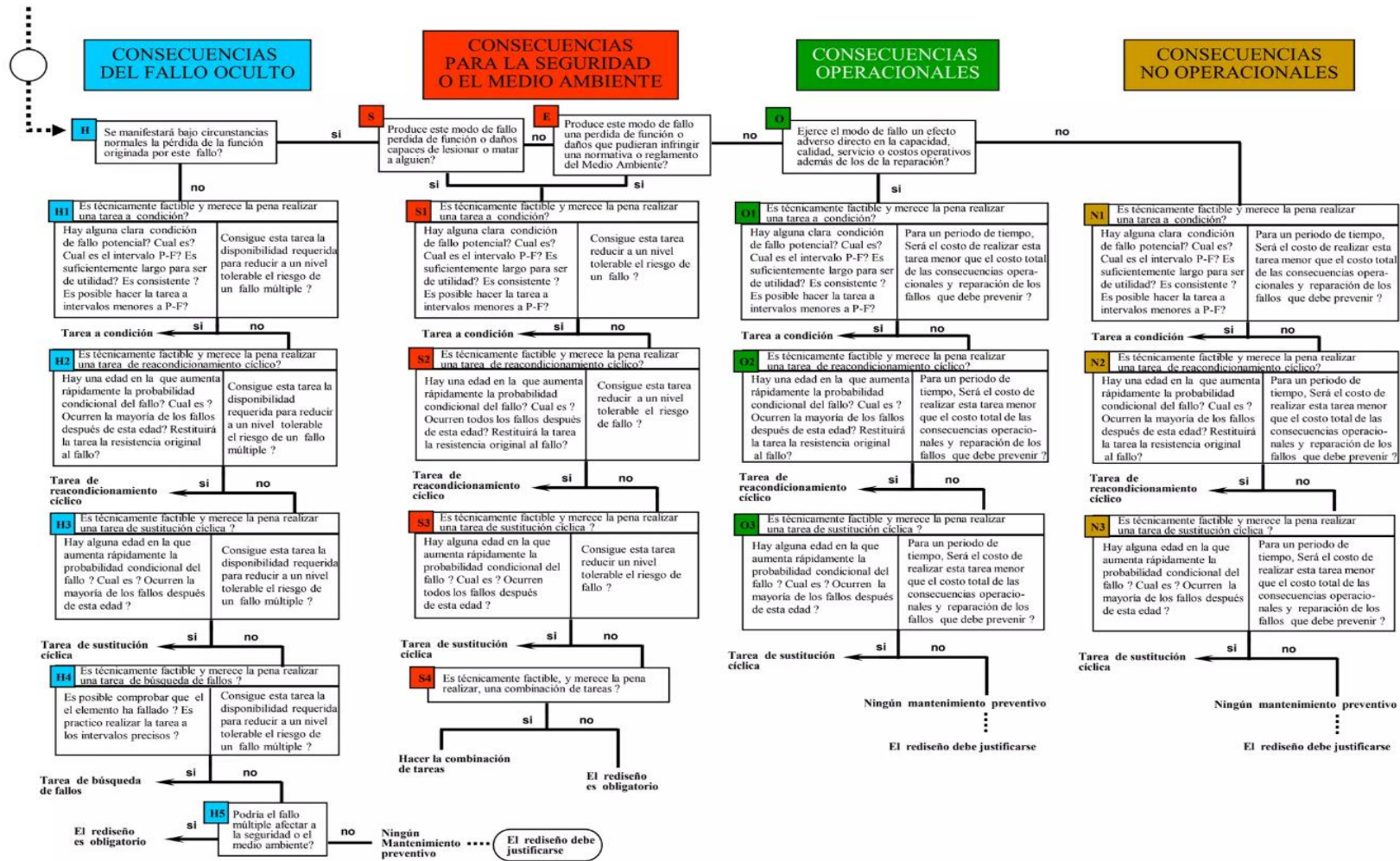
### **3.6.3 *Elaboración de la definición de las políticas de mantenimiento***

La figura 95 muestra el diagrama de decisión de optimización de tareas de mantenimiento utilizado para definir la política de mantenimiento. Este diagrama analiza cada tipo de falla, toman en cuenta la evaluación realizada en los pasos anteriores del PMO sobre fallas aleatorias y por tiempo, fallas ocultas y evidentes, y la importancia de cada activo para la organización.

Estos argumentos proporcionan una base excelente para definir la política de mantenimiento más adecuada que pueda optimizar el plan de mantenimiento preventivo de manera ideal. Primero, se verificó si había varias tareas con el mismo modo de falla y se eliminaron las tareas redundantes para evitar un exceso de tareas con el mismo modo de falla. En el siguiente análisis, se deberá determinar si hay tarea CBM para evitarlo. Sea cual sea la decisión, siempre se busca la mejor opción para evitar altos costos de mantenimiento y repuestos por fallas inesperadas y tiempos de reparación prolongados.

**Figura 95**

*Diagrama de decisión de tareas de mantenimiento del RCM.*



*Nota: La figura nos muestra el diagrama de decisión del RCM (Moubray, 2014, pág. 205).*

El siguiente formato muestra la política de mantenimiento creada por el equipo (tarea final), utilizando el diagrama de decisión de optimización de tareas. La tabla muestra la tarea antigua que se utiliza actualmente para el mantenimiento preventivo, también se muestra el tipo de mantenimiento, la justificación del cambio de tarea, la tarea final y las nuevas frecuencias para las tareas nuevas o actuales.



**Tabla 22**

*Definición de actividades de la política de mantenimiento.*

Familia de equipo	Descripción (tarea final)	Frecuencia final	Tipo de Mantenimiento	Política Mantenimiento	Justificación
VPT	Limpiar, verificar TAG de los equipos de instrumentación descritos en esta fase (Preparación de TAG faltante)	1 año	Preventiva	Incremento Intervalo	No se registran fallas por Código TAG incorrecto o faltante.
VPT	Pintado de líneas de instrumentación	1 año	Preventiva	Incremento Intervalo	No se asocia a una falla directa del equipo, se incrementa periodo a 12 meses.
VPT	Limpieza del ducto de alojamiento de la boya retirando solidos que pudieran haberse formado y accesorios mecánicos del Switch de Nivel.	6 meses	Preventiva	Nueva	Se identifica del historial de falla
VPT	Revisión de conexiones, limpieza de toma de proceso y verificación de diafragma.	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.
VPT	Revisión de parámetros de configuración y contraste de funcionamiento con Fluke 725 y módulo de presión.	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.
VPT	Contraste de funcionamiento y accionamiento de micro switch a set de operación requerido con Fluke 725 y módulo de presión.	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.
VPT	Limpieza de dial , mica de protección y escala indicadora de rango de operación	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.
VPT	Revisión de rangos de operación y contraste de funcionamiento con patrón de temperatura Horno Metrológico Fluke 9142x	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.
VPT	Contraste de presión con Fluke 725 y modulo correspondiente a la presión requerida, inicie el montaje.	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.
VPT	Revisión de conexiones, Limpieza de bulbo y termo pozo	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.
VPT	Revisión de rangos de operación y contraste de funcionamiento con patrón de temperatura Horno Metrológico Fluke 9142.	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.
VPT	Limpieza del ducto de alojamiento de la boya retirando solidos que pudieran haberse formado.	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.

Familia de equipo	Descripción (tarea final)	Frecuencia final	Tipo de Mantenimiento	Política Mantenimiento	Justificación
VPT	Verificación de contactos eléctricos de la tarjeta y ajuste de conexionado y terminales	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.
VPT	Inspección de partes internas	6 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.
VPT	Mantenimiento de orificio y asiento de válvulas	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.
VPT	Realizar termografía a los tableros de control de planta VPT	1 mes	CBM	Nueva	Se agrega actividad de termografía por histórico de fallas.
Tanques	Realizar repetidas veces la limpieza hasta que salga un producto limpio del recipiente	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Tanques	Verificar la presión de alimentación al controlador según datos de placa del actuador de la válvula.	6 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Tanques	Limpieza externa de los accesorios mecánicos.	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Tanques	Verificación de contactos eléctricos del switch y correcto accionamiento	6 meses	CBM	Nueva	Se identifica del historial de fallas.
Tanques	Verificar el buen estado de la pernería	6 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Tanques	Verificación de engrase adecuado en partes mecánicas en movimiento	6 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Tanques	Destapar tapa de protección y verificación de alimentación de 480 VAC	6 meses	CBM	Nueva	Se identifica del historial de fallas.
Tanques	Limpieza externa del instrumento	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Tanques	Reemplazo de kit de reaparición para regulador Fisher según Tipo	6 meses	Preventiva	Nueva	Se identifica del historial de fallas.
Tanques	Revisión de conexionado y el buen estado de los terminales de conexión	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Tanques	Revisión de los parámetros de configuración para registro de datos	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Tableros SCADA	Cambio de tableros y cables de conexión	6 meses	CBM	Nueva	Se identifica del historial de fallas.

Familia de equipo	Descripción (tarea final)	Frecuencia final	Tipo de Mantenimiento	Política Mantenimiento	Justificación
Tableros SCADA	Verificar contactos auxiliares.	6 meses	CBM	Nueva	Histórico de fallas
Tableros SCADA	Verificar estado de Fuente de Alimentación.	6 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.
Tableros SCADA	Verificar estado de CPU de PLC	6 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.
Tableros SCADA	Verificar estado de Módulos de PLC	6 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.
Tableros SCADA	Verificar señales Monitoreadas y de Control.	6 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.
Tableros SCADA	Verificar estado de Componentes Secundarios del Tablero.	6 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene frecuencia de actividad según histórico de fallas y revisión con personal técnico.
Tableros SCADA	Medición con termografía (Predictivo)	4 meses	CBM	Nueva	Histórico de fallas requiere inspección termográfica
Separador	Desmontar, limpiar y revisar elementos internos (Manómetros, Relay, brazo mecánico, etc.)	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Separador	Retirar la tapa para verificación de diafragma y resorte del actuador	6 meses	CBM	Nueva	Identificada en el histórico de fallas.
Separador	Al retirar los diafragmas y accesorios del posicionador posterior a la limpieza aplicar el procedimiento de calibración de los posicionadores Fisher para seleccionar distancia con respecto a la medida y el tipo de actuador	6 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Separador	Limpieza de tubo visor	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Separador	Limpieza de la tubería y retiro de grasa silicona en mal estado y aplicación de nueva grasa	6 meses	Preventiva	Nueva	Histórico de fallas
Separador	Retirar la tapa para verificación de diafragma y resorte del actuador	6 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Separador	Limpieza de la tubería y retiro de grasa silicona en mal estado y aplicación de nueva grasa	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Separador	Medición de aislamiento / continuidad de cable coaxial del canal A y B	6 meses	CBM	Nueva	Histórico de fallas

Familia de equipo	Descripción (tarea final)	Frecuencia final	Tipo de Mantenimiento	Política Mantenimiento	Justificación
Separador	Revisión de ajustes de conexonado y aislamiento	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Separador	Revisión de válvula Kimray tipo BP (Verificar estado para cambio)	6 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Separador	Revisión de conexiones, limpieza de toma de proceso y verificación de diafragma	6 meses	Preventiva	Nueva	Historial de fallas
Separador	Contraste de presión con Fluke 725 y modulo correspondiente a la presión requerida, calibración si lo requiere el equipo.	6 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Separador	Reemplazar disco de ruptura	6 meses	Preventiva	Nueva	Historial de fallas
Separador	Cambiar empaquetaduras	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Scrubber	Verificar la presión de alimentación al controlador según datos de placa del actuador de la válvula.	6 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Scrubber	Verificar la alimentación antes del filtro regulador esté entre 25-60 psi, y el aire/gas esté libre de contaminantes	6 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Scrubber	Verificar las conexiones de tubing y fittings. Libres de fugas y ajustados.	6 meses	CBM	Nueva	Historial de fallas
Scrubber	Verificar la conexión a proceso. Ajustada, con bulonería completa, sin fugas ni corrosión y empaques en buen estado.	6 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas
Scrubber	Ensamblaje y remplazo de hidrolina de la cámara de la válvula	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas
Scrubber	Mantenimiento de válvulas de aislamiento y accesorios internos	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas
Scrubber	Limpiar y verificar TAG de los equipos de instrumentación	6 meses	Preventiva	Incremento Intervalo	Se modifica actividad ya que los TAG no se pintan se graban, no hay modos de falla en historial se extiende.
Scrubber	Pintado de líneas de instrumentación	12 meses	Preventiva	Nueva	Historial de fallas
Scrubber	Contraste de presión con Fluke 725 y modulo correspondiente a la presión requerida, inicie el montaje	6 meses	CBM	Como estaba	No hay modos de falla en histórico, se amplía periodo.
Poza API	Limpiar y verificar TAG de los equipos de instrumentación	1 año	Preventiva	Incremento Intervalo	Se modifica actividad ya que los TAG no se pintan se graban, no hay modos de falla en historial se extiende.

Familia de equipo	Descripción (tarea final)	Frecuencia final	Tipo de Mantenimiento	Política Mantenimiento	Justificación
Poza API	Pintado de líneas de instrumentación	1 año	Preventiva	Incremento Intervalo	Se modifica actividad ya que los TAG no se pintan se graban, no hay modos de falla en historial se extiende.
Poza API	Mantenimiento al regulador de presión de aire de alimentación a la bomba (solo para bomba Neumática).	3 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Poza API	Revisar y calibrar manómetro de abastecimiento de aire (solo para bomba neumática).	3 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Poza API	Volver a probar funcionamiento del control de nivel de fluido.	3 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Poza API	Volver a simular y verificar el funcionamiento de alarma por alto nivel.	3 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Poza API	Revisar el cableado de control y alarmas de los instrumentos hasta el Tablero de control y cajas de paso intermedias (sulfatación de terminales).	3 meses	CBM	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Poza API	Revisar conexiones de puesta a tierra.	6 meses	CBM	Nueva	Historial de fallas
Motobomba	Pruebas y limpieza de sensor de baja presión de aceite de motor	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Motobomba	Pruebas y limpieza de sensor de baja presión de aceite de caja	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Motobomba	Pruebas y limpieza de sensor de alta temperatura tipo PT1000 de aceite de cojinete externo	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Motobomba	Pruebas y limpieza de elemento de temperatura tipo PT100 de aceite de caja	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Motobomba	Pruebas y limpieza de instrumentos de baja presión de succión de bomba	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Motobomba	Pruebas y limpieza del sensor de baja presión de la descarga de la bomba	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Motobomba	Pruebas y limpieza del manómetro de succión	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Motobomba	Pruebas y limpieza al sensor de alta presión de la descarga de la bomba	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Motobomba	Pruebas y limpieza del manómetro de descarga	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Motobomba	Pruebas y limpieza del sensor de vibración de la bomba	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.

<b>Familia de equipo</b>	<b>Descripción (tarea final)</b>	<b>Frecuencia final</b>	<b>Tipo de Mantenimiento</b>	<b>Política Mantenimiento</b>	<b>Justificación</b>
Motobomba	Pruebas y limpieza del sensor de sobre velocidad	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Motobomba	Pruebas y limpieza al tablero de indicadores	6 meses	Preventiva	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Motobomba	Pruebas del sistema de parada de emergencia y el sistema de detección de fugas	6 meses	Tarea de búsqueda de fallas	Como estaba	Se mantiene estrategia según histórico de fallas.
Electrobombas	Inspección de instrumentos.	Semestral	CBM	Como estaba	Se mantiene actividad, según histórico de fallas
Electrobombas	Limpieza y calibración de instrumentos.	Semestral	Preventiva	Como estaba	Se mantiene actividad, según histórico de fallas
Electrobombas	Inspección y contrastación de manómetros.	Semestral	Preventiva	Como estaba	Se mantiene actividad, según histórico de fallas
Electrobombas	Verificación de lazos control por medio de simulación de señal normalizada.	Semestral	CBM	Nueva	Historial de fallas
Electrobombas	Inspección y contrastación de transmisores de presión.	Semestral	Preventiva	Como estaba	Se mantiene actividad, según histórico de fallas
Electrobombas	Revisión de RTD y protección por alta temperatura.	Semestral	CBM	Como estaba	Se mantiene actividad, según histórico de fallas
Electrobombas	Simulación de paradas por proceso.	Semestral	CBM	Nueva	Historial de fallas
Electrobombas	Verificación de activación de alarmas.	Semestral	CBM	Como estaba	Se mantiene actividad, según histórico de fallas

### 3.6.4 Elaboración del plan de mantenimiento optimizado según PMO

La tabla a continuación presenta la propuesta del plan de mantenimiento para los equipos relacionados con los procesos de producción de la batería 1.

**Tabla 23**

*Planes de mantenimiento optimizados de instrumentación de la batería 1.*

Plan de mantenimiento optimizado de los tanques de almacenamiento de batería 1	
Ítem	DESCRIPCIÓN
<b>3,00</b>	<b>CONTROL DE NIVEL NORRISEAL DE INTERFASE</b>
3,01	Desmontar, limpiar y revisar elementos internos (Manómetros, relay, brazo mecánico, etc.)
3,02	Contraste los manómetros con el equipo patrón, de ser necesario calíbrelos
3,03	Engrasar las partes mecánicas con cuidado, armar el controlador y dejarlo tal y como se dejó.
3,04	Verificar la presión de alimentación al controlador según datos de placa del actuador de la válvula.
3,05	Verificar la alimentación antes del filtro regulador esté entre 25-60 psig, y el aire/gas esté libre de contaminantes
3,06	Verificar las conexiones de tubing y fittings. Libres de fugas y ajustados.
3,07	Verificar la conexión a proceso. Ajustada, con bulonería completa, sin fugas ni corrosión y empaques en buen estado.
<b>4,00</b>	<b>VÁLVULA DE CONTROL MOTORA KIMRAY</b>
4,01	Retirar la tapa para verificación de diafragma y resorte del actuador
4,02	Cambio de todo el kit de reparación del actuador
4,03	Cambio de aceite de la cámara motora del actuador
4,04	Inspección del vástago de la válvula libre de ralladuras del actuador
4,05	Engrase de la pernería del actuador
<b>5,00</b>	<b>SWITCH DE ALTO Y BAJO NIVEL</b>
5,01	Limpieza del ducto de alojamiento de la boya retirando solidos que pudieran haberse formado
5,02	Limpieza externa de los accesorios mecánicos.
5,03	Verificación de contactos eléctricos del switch y correcto accionamiento
5,04	Ensamblaje y engrase de bulonería y cambio de empaques
<b>6,00</b>	<b>TUBO VISOR</b>
6,01	Mantenimiento de válvulas de aislamiento y accesorios internos
6,02	Cambio de sellos de viton si requiere por desgaste de material
6,03	Limpieza de tubo visor
<b>7,00</b>	<b>FASE GAS</b>
7,01	Limpiar, verificar y pintar TAG de los equipos de instrumentación descritos en esta fase
7,02	Pintado de líneas de instrumentación
<b>8,00</b>	<b>TRANSMISOR DE NIVEL</b>
8,01	Limpieza de la antena y el cono
8,02	Revisión de conexionado y el buen estado de los terminales de conexión
8,03	Revisión de los parámetros de configuración para registro de datos

8,04	Revisión de conexonado en la JB (caja de conexiones)
8,05	Medición de tanque con wincha de operaciones y comparación con lectura del Display local y el SCADA, realizar ajustes de corrección si fuese requerido según procedimiento
8,06	<b>Simular y verificar el funcionamiento de alarma por alto nivel.</b>
<b>9,00</b>	<b>FASE CRUDO (GENERAL)</b>
9,01	Limpiar, verificar y pintar TAG de los equipos de instrumentación descritos en esta fase
9,02	Pintado de líneas de instrumentación
<b>10,00</b>	<b>VALVULA ROTORK DE INGRESO DE CRUDO</b>
10,01	Destapar tapa de protección y verificación de alimentación de 480 VAC
10,02	Verificación de la salida analógica de 4 a 20 ma.
10,03	Verificación de voltaje de la batería de 9 VDC si estuviese por debajo del voltaje requerido proceda a cambiarla
10,04	Verificar estado del <i>display</i> de operación
10,05	Verificar el buen estado de la pernería
10,06	Verificación de engrase adecuado en partes mecánicas en movimiento
<b>11,00</b>	<b>VALVULA ROTORK DE SALIDA DE CRUDO</b>
11,01	Destapar tapa de protección y verificación de alimentación de 480 VAC
11,02	Verificación de la salida analógica de 4 a 20 ma.
11,03	Acoplamiento del actuador, seguido de la calibración, pruebas de funcionamiento y verificación de la hermeticidad de la válvula, asegurando así su correcto desempeño y eficiencia en el sistema.
11,04	Verificar estado del <i>display</i> de operación
11,05	Verificar el buen estado de la pernería
11,06	Verificación de engrase adecuado en partes mecánicas en movimiento
<b>12,00</b>	<b>EQUIPOS AUXILIARES (GENERAL)</b>
12,01	Limpiar, verificar y pintar TAG de los equipos de instrumentación descritos en esta fase
12,02	Pintado de líneas de instrumentación
<b>13,00</b>	<b>TERMOMETRO (EQUIPOS AUXILIARES)</b>
13,01	Limpieza de dial, mica de protección y escala indicadora de rango de operación
13,02	Revisión de rangos de operación y contraste de funcionamiento con patrón de temperatura Horno Metrológico Fluke 9142x
<b>14,00</b>	<b>MANOMETRO (EQUIPOS AUXILIARES)</b>
14,01	Limpieza externa del instrumento
14,02	Desalojar la silicona (si aplicara) verificar que no tenga partículas y que el aceite este totalmente transparente, remplazar si estuviese con amarillento
14,03	Limpieza de mecanismos internos del Bourdon y accesorios y ajuste de piezas de accionamiento mecánico
14,04	Contraste de presión con Fluke 725 y modulo correspondiente a la presión requerida, inicie el montaje
<b>15,00</b>	<b>REGULADOR DE AIRE (EQUIPOS AUXILIARES)</b>
15,01	Limpieza general de partes internas
15,02	Remplazo de kit de reaparición para regulador Fisher según Tipo



<b>Plan de mantenimiento optimizado de los separadores de la batería 1</b>	
<b>Item</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
1,00	FASE AGUA (General)
1,01	Limpiar y verificar TAG de los equipos de instrumentación
1,02	Pintado de líneas de instrumentación
<b>2,00</b>	<b>CONTROL DE NIVEL NORRISEAL (FASE AGUA)</b>
2,01	Desmontar, limpiar y revisar elementos internos (Manómetros, Relay, brazo mecánico, etc.)
2,02	Contraste los manómetros con el equipo patrón, de ser necesario calíbrelos.
2,03	Engrasar las partes mecánicas con cuidado, armar el controlador y dejarlo tal y como se dejó.
2,04	Verificar la presión de alimentación al controlador según datos de placa del actuador de la válvula.
2,05	Verificar la alimentación antes del filtro regulador esté entre 25-60 psi, y el aire/gas esté libre de contaminantes
2,06	Verificar las conexiones de tubing y fittings. Libres de fugas y ajustados.
2,07	Verificar la conexión a proceso. Ajustada, con bulonería completa, sin fugas ni corrosión
2,08	Verificar estado de la válvula de drenaje (nipples y accesorios de fitinería)
<b>3,00</b>	<b>ACTUADOR VÁLVULA DE CONTROL FISHER (FASE AGUA)</b>
3,01	Retirar la tapa para verificación de diafragma y resorte del actuador
3,02	Limpieza y Engrase de piezas de desplazamiento.
3,03	Inspección de posicionador
3,04	Si presentara suciedad o condensados retirar diafragmas del crossover para limpieza de conductos y canales del posicionador
3,05	Al retirar los diafragmas y accesorios del posicionador posterior a la limpieza aplicar el procedimiento de calibración de los posicionadores Fisher para seleccionar distancia con respecto a la medida y el tipo de actuador
<b>4,00</b>	<b>VISOR MAGNETICO ORION (FASE AGUA)</b>
4,01	Limpieza del ducto de alojamiento de la boya retirando solidos que pudieran haberse formado
4,02	Limpieza externa del visor
4,03	Verificación de contactos eléctricos de la tarjeta y ajuste de conexonado y terminales del switch de alto y bajo nivel
4,04	Ensamblaje y engrase de bulonería y cambio de empaques
4,05	Realizar pruebas de alarma sonora y visual de activación de switch de alto/bajo nivel
<b>5,00</b>	<b>TUBO VISOR (FASE AGUA)</b>
5,01	Mantenimiento de válvulas de aislamiento y accesorios internos
5,02	Cambio de sellos de viton si requiere por desgaste de material
5,03	Limpieza de tubo visor
<b>6,00</b>	<b>TRANSMISOR DE FLUJO PANAMETRICS (FASE AGUA)</b>
6,01	Limpieza de la tubería y retiro de grasa silicona en mal estado y aplicación de nueva grasa
6,02	Medición de aislamiento / continuidad de cable coaxial del canal A y B
6,03	Revisión de ajustes de conexonado y aislamiento
6,04	Verificación de configuración del transmisor
<b>7,00</b>	<b>TRANSMISOR DE NIVEL CAPACITIVO (FASE AGUA)</b>
7,01	Retirar formaciones y solidos de la sonda guiada
7,02	Verificar el buen estado protector y sonda
7,03	Revisión del conexonado y del buen estado de la tarjeta de voltaje del convertidor
<b>8,00</b>	<b>FASE CRUDO (GENERAL)</b>
8,01	Limpiar, verificar TAG de los equipos de instrumentación descritos en esta fase

8,02	Pintado de líneas de instrumentación
<b>9,00</b>	<b>CONTROL DE NIVEL NORRISEAL (FASE CRUDO)</b>
9,01	Desmontar, limpiar y revisar elementos internos (Manómetros, Relay, brazo mecánico, etc)
9,02	Contraste los manómetros con el equipo patrón, de ser necesario calíbrelos.
9,03	Engrasar las partes mecánicas con cuidado, armar el controlador y dejarlo tal y como se dejó.
9,04	Verificar la presión de alimentación al controlador según datos de placa del actuador de la válvula.
9,05	Verificar la alimentación antes del filtro regulador esté entre 25-60 psig, y el aire/gas esté libre de contaminantes
9,06	Verificar las conexiones de tubing y fittings. Libres de fugas y ajustados.
9,07	Verificar la conexión a proceso. Ajustada, con bulonería completa, sin fugas ni corrosión
<b>10,00</b>	<b>ACTUADOR VÁLVULA DE CONTROL FISHER (FASE CRUDO)</b>
10,01	Retirar la tapa para verificación de diafragma y resorte del actuador
10,02	Limpieza y Engrase de piezas de desplazamiento.
11,00	Inspección de posicionador
11,01	Si presentara suciedad o condensados retirar diafragmas del Crossover para limpieza de conductos y canales del posicionador
11,02	Al retirar los diafragmas y accesorios del posicionador posterior a la limpieza aplicar el procedimiento de calibración de los posicionadores Fisher para seleccionar distancia con respecto a la medida y el tipo de actuador
11,03	Acoplamiento del actuador de la válvula, calibración, prueba de funcionamiento y hermeticidad de la válvula
<b>11,00</b>	<b>VISOR MAGNETICO ORION (FASE CRUDO)</b>
11,01	Limpieza del ducto de alojamiento de la boya retirando solidos que pudieran haberse formado
11,02	Limpieza externa del visor
11,03	Verificación de contactos eléctricos de la tarjeta y ajuste de conexionado y terminales del switch de alto y bajo nivel
11,04	Ensamblaje y engrase de buloneria y cambio de empaques
11,05	Realizar pruebas de alarma sonora y visual de activación de switch de alto/bajo nivel
<b>12,00</b>	<b>TUBO VISOR (FASE CRUDO)</b>
12,01	Mantenimiento de válvulas de aislamiento y accesorios internos
12,02	Cambio de sellos de viton si requiere por desgaste de material
12,03	Limpieza de tubo visor
<b>13,00</b>	<b>TRANSMISOR DE FLUJO PANAMETRICS (FASE CRUDO)</b>
13,01	Limpieza de la tubería y retiro de grasa silicona en mal estado y aplicación de nueva grasa
13,02	Medición de aislamiento / continuidad de cable coaxial del canal A y B
13,03	Revisión de ajustes de conexionado y aislamiento
13,04	Verificación de configuración del transmisor
<b>14,00</b>	<b>TRANSMISOR DE NIVEL CAPACITIVO (FASE CRUDO)</b>
14,01	Retirar formaciones y solidos de la sonda guiada
14,02	Verificar el buen estado protector y sonda
14,03	Revisión del conexionado y del buen estado de la tarjeta de voltaje del convertidor
<b>15,00</b>	<b>FASE GAS (GENERAL)</b>
15,01	Limpiar, verificar TAG de los equipos de instrumentación descritos en esta fase
15,02	Pintado de líneas de instrumentación
<b>16,00</b>	<b>VÁLVULAS BACK PRESS (FASE GAS)</b>
16,01	Revisión de válvula Kimray tipo BP (Verificar estado para cambio)
16,02	Reemplazo de aceite de la cámara denominada Motor valve
16,03	Revisar estado de diafragma de Válvula Back Press

<b>17,00</b>	<b>TRANSMISOR DE PRESIÓN (FASE GAS)</b>
17,01	Revisión de conexiones, limpieza de toma de proceso y verificación de diafragma
17,02	Revisión de parámetros de configuración y contraste de funcionamiento con Fluke 725 y módulo de presión
<b>18,00</b>	<b>SWITCH DE PRESIÓN (FASE GAS)</b>
18,01	Revisión de conexiones, limpieza de toma de proceso y verificación de diafragma
18,02	Contraste de funcionamiento y accionamiento de <i>microswitch</i> a set de operación requerido con Fluke 725 y módulo de presión
<b>19,00</b>	<b>TRANSMISOR DE TEMPERATURA (FASE GAS)</b>
19,01	Revisión de conexiones, limpieza de toma de proceso y verificación de diafragma
19,02	Revisión de parámetros de configuración y contraste de funcionamiento con Fluke 725 y módulo de presión
<b>20,00</b>	<b>TERMOMETRO (FASE GAS)</b>
20,01	Limpieza de dial, mica de protección y escala indicadora de rango de operación
20,02	Revisión de rangos de operación y contraste de funcionamiento con patrón de temperatura Horno Metrológico Fluke 9142
<b>21,00</b>	<b>MANOMETRO (FASE GAS)</b>
21,01	Limpieza externa del instrumento
21,02	Desalojar la silicona (si aplicara) verificar que no tenga partículas y que el aceite este totalmente transparente, remplazar si estuviese con amarillento
21,03	Limpieza de mecanismos internos del Bourdon y accesorios y ajuste de piezas de accionamiento mecánico
21,04	Contraste de presión con Fluke 725 y modulo correspondiente a la presión requerida, calibración si lo requiere el equipo.
<b>22,00</b>	<b>DISCO DE RUPTURA (FASE GAS)</b>
22,01	Reemplazar disco de ruptura
22,02	Cambiar empaquetaduras

**Plan de mantenimiento optimizado de las electrobombas de la batería 1**

<b>Ítem</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
4,01	INSPECCIÓN DE INSTRUMENTOS.
4,02	LIMPIEZA Y CALIBRACION DE INSTRUMENTOS.
4,03	INSPECCIÓN Y CONTRASTACION DE MANOMETROS.
4,04	INSPECCIÓN DE NIPLERIA, VALVULAS DE 1/2 Y FITING.
4,05	REVISIÓN DE LAS CAÑERIAS DEL SISTEMA DEL FLUSHING DE LOS SELLOS MECÁNICOS.
4,06	VERIFICACIÓN DE LAZOS CONTROL POR MEDIO DE SIMULACIÓN DE SEÑAL NORMALIZADA.
4,07	INSPECCIÓN Y CONTRASTACIÓN DE TRANSMISORES DE PRESIÓN.
4,08	REVISIÓN DE RTD Y PROTECCION POR ALTA TEMPERATURA.
4,09	SIMULACIÓN DE PARADAS POR PROCESO.
4,10	VERIFICACIÓN DE ACTIVACIÓN DE ALARMAS.

**Plan de mantenimiento optimizado de las motobombas de la batería 1**

<b>Ítem</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
<b>5,00</b>	<b>INSTRUMENTACIÓN - SISTEMA DE ENFRIAMIENTO</b>
5,01	Limpieza y pruebas de sensor de alta temperatura de agua del radiador
5,02	Limpieza y pruebas de sensor de alta temperatura de cojinete externo
5,03	Limpieza y pruebas de PT100 de alta temperatura de aceite de cojinete externo

5,04	limpieza y pruebas de PT100 de alta temperatura de aceite de caja.
<b>6,00</b>	<b>INSTRUMENTACIÓN - SISTEMA DE LUBRICACIÓN</b>
6,01	LIMPIEZA Y PRUEBAS DE SENSOR DE BAJA PRESIÓN DE ACEITE DE MOTOR
6,02	LIMPIEZA Y PRUEBAS DE SENSOR DE BAJA PRESIÓN DE ACEITE DE CAJA
6,03	LIMPIEZA Y PRUEBAS DE SENSOR DE BAJA PRESIÓN DE ACEITE DE COJINETE EXTERNO
6,04	LIMPIEZA Y PRUEBAS DE TRANSMISOR DE PRESIÓN DE COMBUSTIBLE.
<b>7,00</b>	<b>INSTRUMENTACIÓN - SISTEMA DE SUCCIÓN Y DESCARGA</b>
7,01	LIMPIEZA Y PRUEBAS DE SENSOR DE BAJA PRESIÓN DE SUCCIÓN DE BOMBA
7,02	LIMPIEZA Y PRUEBAS DE SENSOR DE BAJA PRESIÓN DE LA DESCARGA DE LA BOMBA
7,03	LIMPIEZA Y PRUEBAS DE MANOMETROS EN LA SUCCIÓN
7,04	LIMPIEZA Y PRUEBAS DE SENSOR DE ALTA PRESIÓN DE LA LINEA DE DESCARGA
7,05	LIMPIEZA Y PRUEBAS DE MANOMETROS DE LA LINEA DE DESCARGA
7,06	LIMPIEZA Y PRUEBAS DE TRANSMISOR EN LA DESCARGA DE LA BOMBA.
7,07	LIMPIEZA Y PRUEBAS DE SWITCH ELECTRICO POR BAJA PRESION DE SUCCION DE BOMBA
7,08	LIMPIEZA Y PRUEBAS DE TRANSMISOR DIFERENCIAL EN LA SUCCIÓN.
<b>8,00</b>	<b>INSTRUMENTACIÓN - VIBRACIÓN Y SOBREVELOCIDAD</b>
8,01	LIMPIEZA Y PRUEBAS DE SENSOR DE VIBRACIÓN DEL MOTOR
8,02	LIMPIEZA Y PRUEBAS DE SENSOR DE VIBRACIÓN DE LA BOMBA
8,03	LIMPIEZA Y PRUEBAS DE SENSOR DE SOBREVELOCIDAD
<b>9,00</b>	<b>PANEL AUTOCATOR</b>
9,01	LIMPIEZA INTERNA Y EXTERNA DE TABLERO
9,02	VERIFICACIÓN DE FUGAS DE AIRE DE LAS INSTALACIONES NEUMÁTICS CON PRUEBA A PRESIÓN
9,03	DESMONTAJE DE LOS RELAY NEUMÁTICOS, LUBRICACIÓN Y CAMBIO DE O'RINGS
9,04	REALIZAR PRUEBA DE HERMETICIDAD
9,05	CAMBIAR TUBINGS PLASTICOS EN MAL ESTADO
<b>10,0</b>	<b>TABLERO CATERPILLAR</b>
10,01	LIMPIEZA INTERNA Y EXTERNA DE TABLERO
10,02	LIMPIEZA Y PRUEBAS DE LOS INDICADORES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.
10,03	CONTRASTACIÓN DE MANOMETROS CON FLUKE 725
10,04	CONTRASTACIÓN DE INDICADORES DE TEMPERATURA
<b>Plan de mantenimiento optimizado de la poza API de la batería 1</b>	
<b>Ítem</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
<b>1,00</b>	<b>SWITCH DE NIVEL</b>
1,03	Probar funcionamiento del control de nivel de fluido.
1,04	Simular y verificar el funcionamiento de switch de arranque y parada de electrobomba.
1,05	Revisar estado de switch eléctrico (micro swith)
1,06	Desmontaje de switch de nivel y verificación de estado físico de los cables acerados y boyas
<b>2,00</b>	<b>PILOTAJE NEUMÁTICO</b>

2,01	Mantenimiento al regulador de presión de aire de alimentación a la bomba (solo para bomba Neumática).
2,02	Revisar y calibrar manómetro de abastecimiento de aire (solo para bomba neumática).
2,03	Revisar y calibrar manómetro de descarga de la bomba.
<b>3,00</b>	<b>TRANSMISOR DE NIVEL</b>
3,01	Revisar y/o calibrar transmisor de nivel (radar/presión diferencial/ultrasonido). Verificar registro en el sistema SCADA.
3,02	Probar funcionamiento del control de nivel de fluido.
3,03	<i>Simular y verificar el funcionamiento de alarma por alto nivel.</i>
<b>4,00</b>	<b>TABLEROS Y CONTROLES</b>
4,01	Revisar el cableado de control y alarmas de los instrumentos hasta el Tablero de control y cajas de paso intermedias (sulfatación de terminales).
4,02	Revisar conexiones de puesta a tierra.
<b>5,00</b>	<b>ROTULADO</b>
5,01	Limpiar y verificar TAG de los equipos de instrumentación
5,02	Pintado de líneas de instrumentación

**Plan de mantenimiento optimizado de los scrubber de la batería 1**

<b>Ítems</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
<b>1,00</b>	<b>CONTROL DE NIVEL DE CONDENSADO</b>
1,01	Limpiar y verificar TAG de los equipos de instrumentación
1,02	Pintado de líneas de instrumentación
<b>2,00</b>	<b>CONTROL DE NIVEL NORRISEAL</b>
2,01	Desmontar, limpiar y revisar elementos internos (Manómetros, <i>relay</i> , brazo mecánico, etc.)
2,02	Contrastar los manómetros con el equipo patrón, de ser necesario calíbrelos
2,03	Engrasar las partes mecánicas con cuidado, armar el controlador y dejarlo tal y como se dejó.
2,04	Verificar la presión de alimentación al controlador según datos de placa del actuador de la válvula.
2,05	Verificar la alimentación antes del filtro regulador esté entre 25-60 psi, y el aire/gas esté libre de contaminantes
2,06	Verificar las conexiones de tubing y fittings. Libres de fugas y ajustados.
2,07	Verificar la conexión a proceso. Ajustada, con bulonería completa, sin fugas ni corrosión y empaques en buen estado.
<b>3,00</b>	<b>VALVULA MOTORA DE CONTROL DE NIVEL</b>
3,01	Inspección de partes internas, eje, diafragma, asiento y <i>orings</i> . Reparar si se requiere.
3,02	Ensamblaje y remplazo de hidrolina de la cámara de la válvula
<b>4,00</b>	<b>TUBO VISOR</b>
4,01	Mantenimiento de válvulas de aislamiento y accesorios internos
4,02	Cambio de sellos de viton si requiere por desgaste de material
4,03	Limpieza de tubo visor
<b>5,00</b>	<b>FASE DE GAS</b>
5,01	Limpiar y verificar TAG de los equipos de instrumentación
5,02	Pintado de líneas de instrumentación
<b>6,00</b>	<b>TRANSMISOR DE PRESIÓN</b>
6,01	Revisión de conexiones, limpieza de toma de proceso y verificación de diafragma
6,02	Contrastación de presión y salida de 4 a 20 ma con Fluke 725

<b>7,00</b>	<b>MANOMETRO</b>
7,01	Limpieza externa del instrumento
7,02	Limpieza de mecanismos internos del Bourdon y accesorios y ajuste de piezas de accionamiento mecánico
7,03	Contraste de presión con Fluke 725 y modulo correspondiente a la presión requerida, inicie el montaje
<b>8,00</b>	<b>SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE GAS</b>
8,01	Desmontaje, mantenimiento y calibración de manómetros
8,02	Desmontaje, mantenimiento y calibración de termómetros
<b>9,00</b>	<b>VÁLVULAS BACK PRESSURE (SISTEMA BACK PRESSURE)</b>
9,01	Quitar la tensión al resorte de la válvula
9,02	Desmontaje de pernería de la tapa "Bonnet"
9,03	Reemplazo de kit de reparación para válvula Kimray tipo BP
9,04	Reemplazo de aceite de la cámara denominada Motor valve
9,05	Ensamblaje de accesorios y pernería
9,06	Reajuste de tensión del resorte al punto antes de la intervención
<b>Plan de mantenimiento optimizado del sistema SCADA de la batería 1</b>	
<b>Ítem</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
<b>1,00</b>	<b>TABLERO SCADA GENERAL</b>
1,01	Realizar <i>Backup</i> del programa PLC
1,02	Inspección de la red de comunicación hacia campo (Hart, Modbus, etc.)
1,02	Verificación del estado del sistema de enfriamiento del tablero.
1,02	Verificación de rotulado de tableros y cables de conexión
1,03	Cambio de tableros y cables de conexión si estuvieran en mal estado
1,04	Verificar sellado de acometida de cables en tableros
1,05	Verificar acometida eléctrica.
1,06	Verificar puesta a tierra.
1,07	Ajustar borneras de tablero de control.
1,08	Verificar contactos auxiliares.
1,09	Verificar estado de Fuente de Alimentación (Medir voltaje y puesta a tierra)
1,10	Verificar estado de UPS. (Medición de Voltaje /Testeo de Baterías)
1,11	Limpieza interna de tarjeta de UPS
1,12	Verificar estado de CPU de PLC
1,13	Verificar estado de Módulos de PLC
1,14	Verificar señales Monitoreadas y de Control.
1,15	Verificar estado de Componentes Secundarios del Tablero.
1,16	Verificar pintura.
1,17	Verificar estructuras.
1,18	Verificar cubierta aislante.
1,19	Medición con termografía (Predictivo)

<b>Plan de mantenimiento optimizado de la VPT de la batería 1</b>	
<b>Ítem</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
<b>1,00 FASE GAS</b>	
1,01	Limpiar, verificar TAG de los equipos de instrumentación descritos en esta fase (Preparación de TAG faltante)
1,02	Pintado de líneas de instrumentación
<b>2,00 SWITCH DE NIVEL</b>	
2,01	Desmontar el equipo (solo si estuviese instalado en el tanque de capacidad de nivel comunicante:
2,02	Desenergizar la alimentación de voltaje 24 VDC en tablero marcar y aislar conductores.
2,03	Proceder a desconectar y aislar conductores
2,04	Desmontar el equipo con las herramientas apropiadas y llevarlos al taller.
2,05	Limpieza del ducto de alojamiento de la boya retirando solidos que pudieran haberse formado
2,06	Verificación de contactos eléctricos del switch y correcto accionamiento.
2,07	Ensamblaje y engrase de buloneria y cambio de empaques.
2,08	Seguir los pasos de montaje
<b>3,00 TRANSMISOR DE PRESIÓN</b>	
3,01	Desenergizar instrumento en tablero de control
3,02	Desconexión y desmontaje para mantenimiento en taller
3,03	Revisión de conexiones, limpieza de toma de proceso y verificación de diafragma del <i>transmisor de presión</i>
3,04	Revisión de parámetros de configuración y contraste de funcionamiento con Fluke 725 y módulo de presión.
3,05	Montaje y conexionado
<b>4,00 SWITCH DE PRESIÓN</b>	
4,01	Desenergizar instrumento en tablero de control
4,02	Desconexión y desmontaje para mantenimiento en taller
4,03	Revisión de conexiones, limpieza de toma de proceso y verificación de diafragma
4,04	Contraste de funcionamiento y accionamiento de micro switch a set de operación requerido con Fluke 725 y módulo de presión.
4,05	Montaje y conexionado
<b>5,00 EQUIPOS AUXILIARES DE PLANTA VPT</b>	
5,01	Limpiar, verificar TAG de los equipos de instrumentación descritos en esta fase (Preparación de TAG faltante)
5,02	Pintado de líneas de instrumentación
<b>6,00 TERMOMETRO</b>	
6,01	Desmontaje de indicador de temperatura y termo pozo para limpieza en taller
6,02	Limpieza de dial, mica de protección y escala indicadora de rango de operación
6,03	Revisión de rangos de operación y contraste de funcionamiento con patrón de temperatura Horno Metrológico Fluke 9142x
6,04	Montaje
<b>7,00 MANÓMETRO</b>	
7,01	Desmontaje de instrumento para mantenimiento en taller
7,02	Limpieza externa del instrumento
7,03	Desalojar la silicona (si aplicara) verificar que no tenga partículas y que el aceite este totalmente transparente, remplazar si estuviese con amarillento.
7,04	Limpieza de mecanismos internos del Bourdon y accesorios y ajuste de piezas de accionamiento mecánico.

7,05	Contraste de presión con Fluke 725 y modulo correspondiente a la presión requerida, inicie el montaje.
<b>8,00</b>	<b>TRANSMISOR DE TEMPERATURA</b>
8,01	Desenergizar instrumento en tablero de control
8,02	Desconexión y desmontaje para mantenimiento en taller
8,03	Revisión de conexiones, Limpieza de bulbo y termo pozo
8,04	Revisión de rangos de operación y contraste de funcionamiento con patrón de temperatura Horno Metrológico Fluke 9142.
8,05	Montaje y conexionado
<b>9,00</b>	<b>VISORES ELECTROMAGNETICOS</b>
9,01	Desenergizar la alimentación de voltaje 24 VDC en tablero marcar y aislar conductores.
9,01	Proceder a desconectar fitineria y pernos.
9,01	Desmontar el equipo y llevarlas al taller.
9,01	Desacoplar brida de base del equipo retirar la boya teniendo en cuenta la posición al momento del desmontaje
9,01	Limpieza del ducto de alojamiento de la boya retirando solidos que pudieran haberse formado.
9,01	Limpieza externa del visor
9,01	Verificación de contactos eléctricos de la tarjeta y ajuste de conexionado y terminales
9,01	Ensamblaje y engrase de buloneria y cambio de empaques
<b>10,00</b>	<b>VALVULA SOLENOIDE</b>
10,01	Aislamiento de circuito de alimentación
10,02	Desmontaje de equipó
10,03	Inspección de partes internas
10,04	Mantenimiento de orificio y asiento de válvulas
10,05	Pruebas de Hermeticidad
10,06	Prueba de aislamiento de bobina
10,07	Pruebas de funcionamiento
<b>11,00</b>	<b>TABLEROS DE CONTROL</b>
11,01	Realizar termografía a los tableros de control de planta VPT

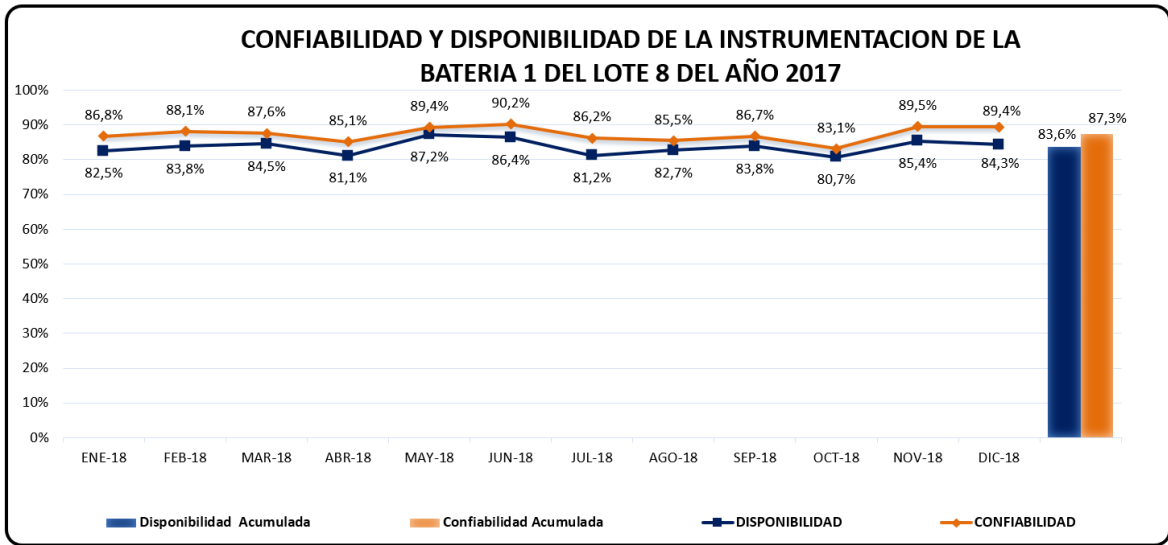
### 3.7 Resultados de la implementación del PMO en la batería 1

Luego de la implementación del PMO a los planes de mantenimiento de la instrumentación relacionada a los procesos de producción de la batería 1, se tiene un plan de mantenimiento eficiente y efectivo que se refleja con un aumento significativo de la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación del año 2017. También una reducción de los costos por perdidas de producción (barriles) por fallas relacionadas a la instrumentación.



**Figura 96**

*Tendencia de la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación relacionada a los procesos de tratamiento de producción de la batería 1 del año 2017.*



*Nota: La figura nos muestra la tendencia de la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación relacionada a los procesos de tratamiento de producción de la batería 1 del año 2017.*

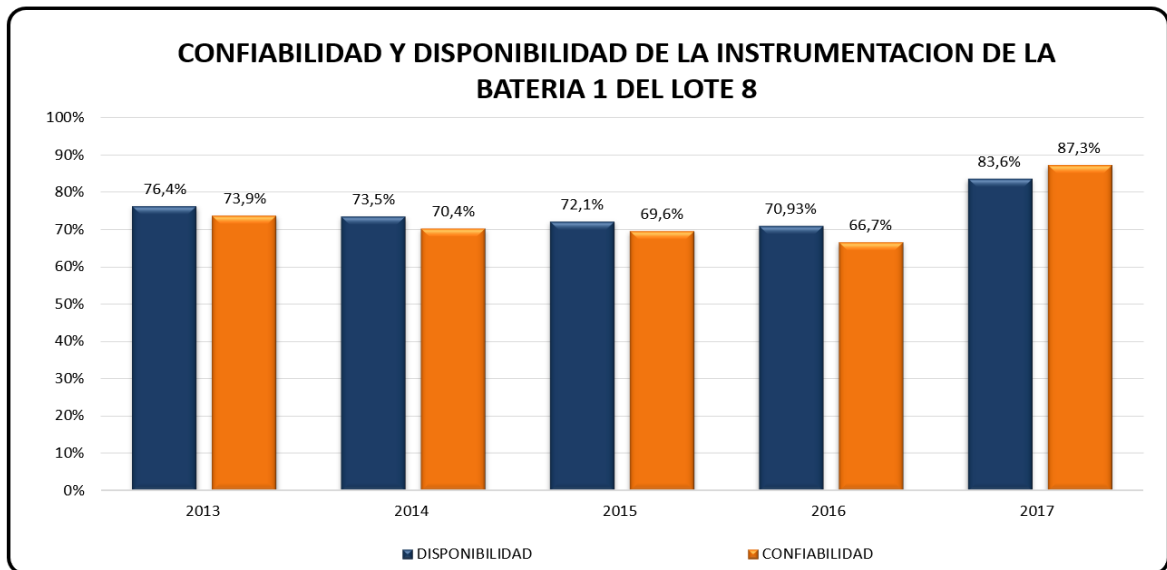
**Tabla 24**

*Tendencia de los valores de la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación asociados a los procesos de la batería 1 del Lote 8, del año 2013 al 2017.*

Año	Disponibilidad	Confiabilidad
2013	73,87%	76,37%
2014	70,43%	73,50%
2015	69,61%	72,06%
2016	66,69%	70,93%
2017	83,64%	87,30%

**Figura 97**

*Tendencia de los valores de la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación asociados a los procesos de la batería 1 del Lote 8, del año 2013 al 2017.*

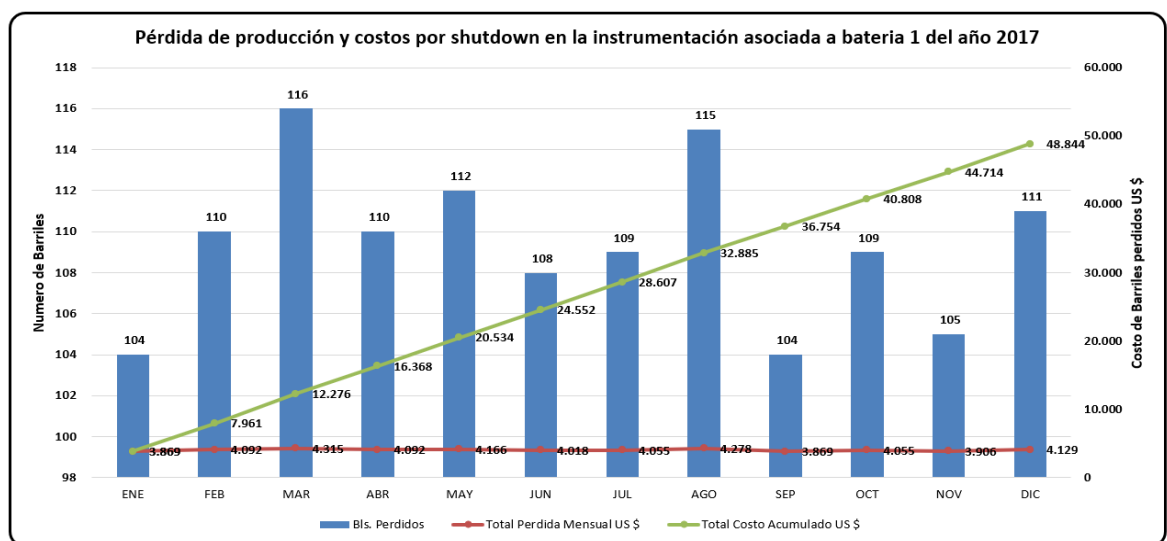


*Nota: La figura nos muestra tendencia de los valores de la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación asociados a los procesos de la batería 1 del Lote 8, del año 2013 al 2017.*

Haciendo una comparativa respecto al año 2016 (antes de la metodología del PMO) y el año 2017(aplicando la metodología del PMO), calculamos un incremento del 12% en la mejora de la disponibilidad.

**Figura 98**

*Perdida de producción y costos por shutdown en la instrumentación asociada a la batería 1 del año 2017.*



*Nota: La figura nos muestra la perdida de producción y costos por shutdown en la instrumentación asociada a la batería 1 del año 2017.*

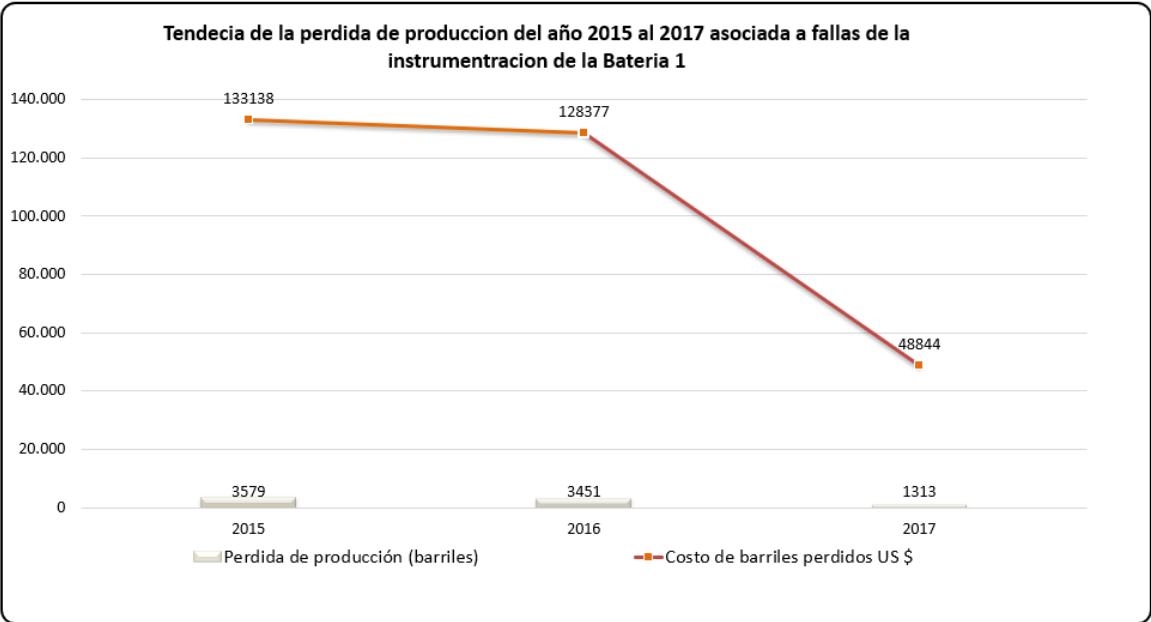
**Tabla 25**

*Tendencia de la perdida de barriles de petróleo entre los años 2015 al 2017 asociado a fallas de la instrumentación en los procesos de producción de la batería 1.*

Año	Perdida de producción (barriles)	Costo de barriles perdidos US \$
2015	3579 Bls.	133138 US \$
2016	3451 Bls.	128377 US \$
2017	1313 Bls.	48844 US \$

**Figura 99**

*Tendencia de la perdida de barriles de petróleo perdidos entre los años 2015 al 2017, asociadas a fallas de la instrumentación relacionadas a los procesos de producción de la batería 1.*



*Nota: La figura nos muestra la tendencia de la perdida de barriles de petróleo perdidos entre los años 2015 al 2017, asociadas a fallas de la instrumentación relacionadas a los procesos de producción de la batería 1.*

## **Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados**

El objetivo específico 1, se analizan los modos de falla y sus consecuencias en los instrumentos vinculados a los procesos de separación y tratamiento del crudo en la batería 1, con el fin de clasificarlos. Para su cumplimiento se desarrollaron las siguientes actividades: se consolidaron las actividades del mantenimiento preventivo (se muestran en la tabla 20, del capítulo III) y el historial de fallas de los últimos 6 años (se muestran en la tabla 17, del capítulo III), donde se identificó cada modo de falla asociada a las fallas relacionadas con la instrumentación y el tipo de consecuencia de la falla (oculta, operacional, reparación o riesgo). El análisis de los modos de falla y sus consecuencias, presentado en la tabla 21 del capítulo III, revela la existencia de fallas ocultas y nuevas. Esto exige la actualización y adición de actividades de mantenimiento optimizadas al plan actual. En base a lo descrito se demuestra que se ha cumplido con el 100% de los requisitos indicados en el objetivo específico 1.

En el objetivo específico 2 se definió lo siguiente: Desarrollar el plan de mantenimiento optimizado según la metodología PMO. Para su cumplimiento se desarrolló las siguientes actividades: se realizó un cuadro comparativo y ventajas entre las metodologías PMO y RCM con base a ciertos criterios definidos de acuerdo con las necesidades del proyecto, el cual se muestran en las tablas 18 y 19, y en donde se concluyó que la mejor metodología es el PMO. A continuación, se definió las diversas actividades de mantenimiento final en base al empleo del diagrama de decisión de tareas de mantenimiento. Se consolidaron las diversas actividades de mantenimiento y se incorporaron a la política de mantenimiento de la empresa, las cuales se muestran en la tabla 22, del capítulo III. El plan de mantenimiento optimizado se detalla en la tabla 23, del capítulo III. En conclusión, queda demostrado el cumplimiento del 100% de los requisitos definidos en el objetivo específico 2.

El enunciado del objetivo específico 3 dice: Verificar la mejora de la disponibilidad de los instrumentos relacionados a los procesos de separación y tratamiento de crudo en

por lo menos en 10%. Para su cumplimiento se desarrollaron las siguientes actividades de comprobación de la mejora de la disponibilidad de la instrumentación en la empresa petrolera: se calculó la disponibilidad entre los años 2013 al 2017, tal como se muestran en la tabla 24, del capítulo III. Se observó una tendencia de incremento de la disponibilidad, luego de la implementación de la metodología del PMO, se obtuvo una mejora del 16% respecto año 2016, con lo cual se ha superado el porcentaje propuesto del 10%. De acuerdo con lo descrito, se demuestra que se ha cumplido con el 100% de los requisitos indicados en el objetivo específico 3.

Finalmente, al haber cumplido con los 3 objetivos específicos propuestos podemos concluir que se ha cumplido el objetivo general definido en el presente trabajo.

## Conclusiones

Basándose en los marcos teóricos y conceptuales presentados al inicio del trabajo, tras finalizar la implementación del PMO en los planes de mantenimiento de la instrumentación vinculada a los procesos de producción de petróleo en la batería 1, se formulan las siguientes conclusiones:

- Con la implementación de la metodología del PMO se ha logrado aumentar la disponibilidad de la instrumentación relacionada a los procesos de producción de petróleo de la batería 1, lo cual se ha reflejado en el aumento de la confiabilidad de todos los procesos de la batería 1.
- Se ha conseguido reducir los tiempos de parada no deseados de la planta de producción de petróleo, lo cual es un reflejo de los aumentos de la disponibilidad y confiabilidad de la instrumentación relacionada a los procesos operativos de la batería 1.
- Luego de la implementación de PMO, se han reducido los costos de pérdidas de barriles relacionados por fallas en la instrumentación relacionada a los procesos operativos de la batería 1, tal como se muestra en la tabla 25. En el historial de los costos, se refleja una reducción significativa asociada a estas pérdidas.
- El uso de la metodología del PMO ha permitido, en corto tiempo, implementar a un plan de mantenimiento efectivo y eficiente, que elimina las tareas redundantes y poco efectivas e incluye nuevas tareas asociadas a los modos de fallas de las fallas ocurridas.

## Recomendaciones

De acuerdo con la experiencia obtenida en el presente trabajo, planteamos las siguientes recomendaciones:

- La optimización de la estrategia de mantenimiento de la instrumentación relacionada a la batería 1 de la planta de petróleo. También, se puede implementar en las otras baterías de producción como son las baterías 2, 3, 9, lo cual mejoraría la disponibilidad de la instrumentación relacionada a los procesos de producción del Lote 8.
- Los factores climatológicos y el acceso remoto a la batería de producción, dificultó el relevamiento de la condición de la instrumentación relacionados a los procesos productivos. Se recomienda la formación de un grupo multidisciplinario para el consolidado de la información técnica y de campo.
- Cada 2 años se debe actualizar y revisar la aplicación de la metodología del PMO para seguir mejorando los planes de mantenimientos relacionados a la instrumentación relacionada a los procesos de producción de la batería 1.
- Hacer auditorias de mantenimientos para asegurar el cumplimiento de los planes de mantenimientos optimizados de la instrumentación.
- Capacitación continua del equipo de mantenimiento de la Planta sobre la importancia del ciclo de mejora continua en la optimización de los planes de mantenimiento, para identificar oportunidades de mejora y ser más eficientes en la ejecución de las rutinas de mantenimientos optimizadas.
- En los reportes de falla, se deben colocar los modos de fallas según el estándar de la ISO 14224 para mejorar en el análisis y la clasificación de las fallas relacionada a la instrumentación.

## Referencias bibliográficas

- Asociación Española de Normalización (2008). *Terminología del mantenimiento*. UNE-EN 15341. <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0041745>
- Asociación Española de Normalización (2011). *Terminología del mantenimiento*. UNE-EN 13306. <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0046894>
- Barrientos, A., y Gamboa, E. (Eds.). (2014). *Sistemas de producción automatizados*. Dextra Editorial S.L.
- Blanco Mota, D. (Ed.). (2011). *Manual de instrumentación y control*. Sistema de capacitación en petróleos mexicanos y organismos subsidiarios [Manual de Instrumentacion y Control Rev4b | PDF | Presión | Electrónica \(scribd.com\)](#)
- Brunete, A., San Segundo, P. y Herrero, R. (Eds.). (2020). *Introducción a la automatización industrial*. Universidad Politécnica de Madrid. [Introducción a la Automatización Industrial \(bookdown.org\)](#)
- Creus Solé, A. (Ed.). (2011). *Instrumentación industrial*. Alfaomega Grupo Editor, S.A.
- Creus Solé, A. (Ed.). (2011). *Instrumentación industrial*. Alfaomega Grupo Editor, S.A.
- Duarte Holguín, J. (Ed.). (2009). *Curso de PMO Optimización del mantenimiento planeado*. [01 - Curso - PMO Jefes de Mantto | PDF | Planificación | Enseñanza de matemática \(scribd.com\)](#)
- García Garrido, S. (Ed.). (2003). *Organización y gestión integral de mantenimiento*. Ediciones Díaz de Santos, S. A.
- Huayta, S. (2020). *Mantenimiento y optimización de los sistemas de control y automatización en una planta concentradora* [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional de Huancavelica]. Repositorio institucional UNH. <https://repositorio.unh.edu.pe/items/c378efb6-c5a8-437b-a7a4-cbb807195742>



- Hurtado Torres, J. (Ed.). (2019). *Introducción a las redes de comunicación industrial*. Departamento de Electricidad-Electrónica. I.E.S. Himilce – Linares. [https://www.academia.edu/30707597/Introducci%C3%B3n\\_a\\_las\\_Red\\_de\\_Co\\_municaci%C3%B3n\\_Industrial](https://www.academia.edu/30707597/Introducci%C3%B3n_a_las_Red_de_Co_municaci%C3%B3n_Industrial)
- International Organization for Standarization (2006). *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment*. ISO 14224. <https://www.iso.org/es/contents/data/standard/06/40/64076.html?browse=ics>
- Kim, D. y Hoa, T. (Eds.). (2019). *Industrial sensors and controls in communication networks*. Springer Nature Switzerland AG.
- Manesis, S., y Nikolakopoulos, G. (Eds.). (2018). *Introduction to industrial automation*. Taylor & Francis Group.
- Méndez, E. y Hidalgo, J. (2015). *Modelo de programa de soporte de mantenimiento basado en PMO, aplicado a las centrales de generación termoeléctrica* [Tesis de licenciatura, Escuela Superior Politécnica del Litoral]. URI <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/37699>
- Mireya Zapata, L., y Topón Visarrea, E. (Eds.). (2021). *Fundamentos de automatización y redes industriales*. Editorial de la Universidad Tecnológica Indoamérica.
- Moubray, J. (Ed.). (2004). *Mantenimiento centrado en la confiabilidad Vol. II*. Aladon Ltd. ISBN 09539603-2-3.
- Ojeda, D. (2017). *Diseño de Estrategias para la Inspección y Verificación de Equipos de Instrumentación en Planta Concentradora y Optimizar el Proceso de Adquisición de Datos, Soporte y Mantenimiento* [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional de San Agustín]. Repositorio institucional UNAS. <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/4665>
- Olmedo Jumbo, W. y Mayorga, O. (2019). *Optimización del plan de mantenimiento preventivo de maquinaria pesada, en los talleres del gobierno autónomo descentralizado de la municipalidad de Riobamba, aplicando la metodología del*

- (PMO) [Tesis de licenciatura, Escuela Superior Politécnica de Chimborazo]. URI.  
<http://dspace.esPOCH.edu.ec/bitstream/25T00343.pdf>
- Sanchis Llopis, R., Ariño Latorre, C. y Romero Pérez, J. (Eds.). (2014). *Automatización industrial. Publicacions de la Universitat Jaume I*.
- Villacís, M. (2017). *Optimización del mantenimiento planificado (PMO) de la central de generación eléctrica Cuyabeno bloque 58* [Tesis de licenciatura, Escuela Superior Politécnica de Chimborazo]. URI  
<http://dspace.esPOCH.edu.ec/handle/123456789/7219>
- Zela, A. (2017). *Planificación y programación del mantenimiento de instrumentación de la planta de chancado primario compañía Antapaccay* [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional de San Agustín]. Repositorio institucional UNSA.  
<http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/3028>