

Plan de sustitución del sistema de inyección de agua de la estación Hoatzin Centro para recuperación secundaria de bombas UB-F1000 con motores Cummins kta-38 a bombas multietapas horizontales Baker Hughes1050 con motor eléctrico de 600 HP

Niyireth Pérez Unda

Luz Mary Rodríguez Pérez

Trabajo de grado para optar al título de gerencia en mantenimiento

Director

Kevin Rengifo

Especialista Gerencia de Proyectos

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingeniería Fisicomecánicas

Escuela De Ingeniería Mecánica

Especialización En Gerencia De Mantenimiento

Casanare

2026

Dedicatoria

Dedicamos este trabajo de grado, con inmenso cariño y gratitud, a quienes han sido parte fundamental de este logro.

A nuestros esposos, por su amor, paciencia y apoyo incondicional durante cada etapa de este proceso. Gracias por estar siempre presentes, brindándonos fortaleza y comprensión, incluso en los momentos más difíciles.

A nuestros hijos, fuente de inspiración y motor de nuestras vidas. Este esfuerzo y dedicación también son por ustedes y para ustedes.

A nuestros docentes, quienes con su guía, exigencia y conocimiento nos impulsaron a alcanzar un nivel académico y profesional más alto. Gracias por compartir con nosotros no solo su experiencia, sino también su compromiso con la excelencia.

Y a nuestros compañeros, por su colaboración, motivación y amistad sincera. Compartir este camino con ustedes ha hecho que cada reto sea más llevadero y cada logro, más significativo.

Este trabajo es reflejo del esfuerzo colectivo y del apoyo constante de todos ustedes. A cada uno, ¡gracias!

Agradecimientos

Expresamos nuestro más sincero agradecimiento a todas las personas e instituciones que hicieron posible la realización de este trabajo de grado.

A nuestras familias, por su apoyo incondicional, comprensión y paciencia durante este proceso. Su aliento constante fue fundamental para alcanzar esta meta.

A nuestros esposos e hijos, quienes nos motivaron día a día a continuar, brindándonos fortaleza emocional y acompañándonos en cada etapa de este proyecto.

A nuestros docentes y asesores académicos, por su valiosa orientación, dedicación y rigurosidad en cada revisión. Su experiencia y compromiso fueron claves para el desarrollo y la calidad de este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander, por proporcionarnos los recursos académicos, bibliográficos y técnicos necesarios para llevar a cabo nuestra investigación.

A las personas e instituciones que facilitaron la toma de datos, el préstamo de equipos y literatura especializada, y que ofrecieron su colaboración para la preparación de tablas, ilustraciones y revisión crítica del documento.

A nuestros compañeros de estudio, por su colaboración, sugerencias y palabras de aliento a lo largo del camino.

A todos ustedes, nuestro más profundo agradecimiento. Este logro también es suyo.

Tabla de Contenido

1. Contenido	
2. Introducción	13
2.1. Planteamiento del problema.....	17
2.2. Objetivos.....	23
2.2.1. <i>Objetivo general</i>	23
2.2.2. <i>Objetivos específicos</i>	23
2.3. Justificación	24
2.4. Alcance del proyecto	26
2.5. Limitaciones.....	27
3. Marco Teórico	29
3.1. Fundamentos de la Inyección de Agua en Recuperación Secundaria	32
3.2. Principios de Funcionamiento de Bombas Centrífugas y Multietapas.....	33
3.2.1. <i>Equipos Existentes: Bombas UB-F1000 y Motores Cummins KTA-38</i>	34
3.3. Equipos Propuestos: Bombas Baker Hughes 1050 y Motores Eléctricos de 600 HP.....	34
3.4. Comparación Técnica y Funcional	35
3.4.1. <i>Normativas Técnicas Aplicables</i>	35
3.5. Consideraciones Ambientales y Energéticas	36
3.6. Marco legal	37
4. Metodología	38
4.1. Tipo y enfoque de estudio.....	39
4.2. Diseño del estudio.....	40
4.3. Metodología por objetivos específicos	40
4.3.1. <i>Implementar conceptualmente la sustitución del sistema de inyección de agua</i>	40
4.3.2. <i>Evaluar el desempeño del nuevo sistema en comparación con el actual</i>	41
4.3.3. <i>Diseñar un plan de mantenimiento preventivo y predictivo</i>	42

4.3.4. Capacitar al personal en operación y mantenimiento del nuevo sistema	43
5. Implementación de la sustitución	44
5.1. Diagnóstico técnico del sistema actual	45
5.2. Análisis de compatibilidad con la infraestructura existente	54
5.3. Diseño conceptual de la sustitución.....	61
6. Evaluación del desempeño	68
6.1. Metodología de evaluación.....	69
6.1.1. Evaluación del desempeño hidráulico.....	69
6.1.2. Evaluación de la eficiencia energética.....	73
6.1.3. Confiabilidad operativa.....	76
6.1.4. Evaluación de costos operativos.....	78
7. Diseño de plan de mantenimiento preventivo y predictivo	83
7.1. Estándares de referencia	84
7.2. Estrategias de mantenimiento preventivo	85
7.3. Cronograma de vigilancia, seguimiento y mantenimiento	94
8. Capacitación al personal	96
8.1. Diagnóstico	97
8.2. Diseño del programa de mantenimiento	99
8.3. Implementación del programa	103
9. Conclusiones	105
Referencia.....	110
Apéndice	113

Lista de tablas

tabla 1. <i>Registro operativo sistema bombeo bimestral - 2025</i>	47
tabla 2. <i>Registro de mantenimiento y fallas primer trimestre 2025</i>	49
tabla 3. <i>Impacto económico sistema de bombeo primer trimestre 2025</i>	51
tabla 4. <i>Impacto ambiental sistema bombeo 2025</i>	52
tabla 5. <i>Comparación técnica del sistema actual vs. Sistema propuesto</i>	57
tabla 6. <i>Registro comparativo de desempeño hidráulico (enero-marzo 2025)</i>	71
tabla 7. <i>Comparación del desempeño energético entre sistema diésel y sistema eléctrico (enero-marzo 2025)</i>	74
tabla 8. <i>Registro comparativo de confiabilidad operativa (enero-marzo 2025)</i>	77
tabla 9. <i>Registros contables primer trimestre - 2025</i>	80
tabla 10. <i>Proyección a cinco años</i>	81
tabla 11. <i>Plan de mantenimiento preventivo</i>	86
tabla 12. <i>Protocolo de análisis de vibraciones</i>	89
tabla 13. <i>Protocolo de termografía infrarroja</i>	90
tabla 14. <i>Protocolo de análisis de aceites lubricantes</i>	91
tabla 15. <i>Protocolo de ultrasonido industrial</i>	93
tabla 16. <i>Diagrama de gantt</i>	95

Lista de Figuras

Figura 1. Consumo hidrocarburos en Colombia - 2023	18
Figura 2. Evidencia in situ de la conformación del sistema de agua del Centro Hoatzin	45
Figura 3. Emisiones contaminantes del sistema de bombeo (ene-mar 2025).....	52
Figura 4. <i>Tuberías de impulsión</i>	54
Figura 5. <i>Proyección del nuevo sistema</i>	56
Figura 6. Esquemática de la disposición del sistema propuesto	58
Figura 7. Adecuaciones necesarias para el nuevo sistema	60
Figura 8. Propuesta para la renovación de tuberías	61
Figura 9. <i>Disposición general del sistema</i>	62
Figura 10. <i>Diagrama hidráulico esquemático</i>	64
Figura 11. <i>Esquema eléctrico</i>	65
Figura 12. <i>Esquema SCADA</i>	66
Figura 13. <i>Plano SCADA en VisionPlaner</i>	67

Apéndice

Apéndice 1. *Reporte de asistencia capacitación*.....113
Apéndice 2. *Acta de capacitación*114
Apéndice 3. *Registro fotográfico*.....115

Glosario

API (American Petroleum Institute): Organización que establece normas y estándares técnicos para equipos y operaciones en la industria del petróleo y gas.

Arranque progresivo: Método de puesta en marcha de un motor eléctrico o bomba de forma gradual para evitar picos de corriente y reducir el estrés mecánico.

Baker Hughes 1050: Tipo de bomba multietapas horizontal diseñada para aplicaciones de alta presión, usada en sistemas de inyección de agua en recuperación secundaria.

Bandejas portacables: Estructuras metálicas utilizadas para soportar y proteger cables eléctricos en instalaciones industriales.

Bomba multietapas: Equipo hidráulico que utiliza varios impulsores (etapas) para aumentar la presión del fluido a lo largo de su trayecto.

Cabezal de pozo: Conjunto de válvulas y conexiones instalado en la parte superior de un pozo petrolero que permite controlar el flujo de fluidos.

Cummins KTA-38: Motor diésel de alta potencia (38 litros, 12 cilindros) ampliamente usado en equipos industriales y aplicaciones de campo petrolero.

Eficiencia energética: Relación entre la energía útil entregada por un sistema y la energía consumida para lograr dicha entrega.

Estación de inyección de agua: Instalación en campos petroleros dedicada al bombeo de agua a alta presión hacia los yacimientos para mantener la presión del reservorio y mejorar la recuperación de petróleo (recuperación secundaria).

Inyección de agua: Técnica de recuperación secundaria en la que se introduce agua en un yacimiento para desplazar el petróleo hacia los pozos productores.

Manifold: Colector o conjunto de tuberías que permite la distribución o recolección de fluidos en diferentes líneas.

Motor eléctrico de 600 HP: Unidad motriz de corriente alterna utilizada para accionar equipos como bombas, con una potencia nominal de 600 caballos de fuerza.

Panel de control: Unidad electrónica que permite monitorear y operar equipos eléctricos, incluyendo protecciones, sensores y automatización.

Pozo productor: Pozo de petróleo en el que se ha completado la perforación y que actualmente extrae hidrocarburos.

Presión de operación: Valor de presión con el que un sistema trabaja de manera segura y eficiente.

Recuperación secundaria: Fase del desarrollo de un campo petrolero en la que se aplican métodos como la inyección de agua o gas para aumentar la extracción de crudo tras el agotamiento de la presión natural.

Sistema de control SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition): Plataforma computarizada que permite la supervisión, recolección de datos y control remoto de procesos industriales.

Sistema de puesta a tierra: Conjunto de elementos eléctricos y mecánicos que garantizan la seguridad del sistema y del personal al derivar corrientes no deseadas hacia tierra.

Skid: Plataforma metálica que sirve de base para montar equipos (como bombas y motores), facilitando su transporte, instalación y operación.

Tablero de distribución: Equipamiento eléctrico que distribuye la energía a diferentes cargas o equipos dentro de una instalación industrial.

Tubería de inyección: Conducto utilizado para transportar agua desde la estación de bombeo hasta los cabezales de pozo.

UB-F1000: Modelo de bomba de desplazamiento positivo, de uso común en campos petroleros, accionada mediante motor diésel (como el Cummins KTA-38).

Variador de frecuencia (VFD): Dispositivo electrónico que regula la velocidad de rotación de un motor eléctrico, mejorando la eficiencia energética y el control del sistema.

Resumen

Título: Plan de Sustitución del Sistema De Inyección De Agua de la estación Hoatzin Centro Para Recuperación Secundaria de Bombas UB-F1000 Con Motores Cummins Kta-38 a Bombas Multietapas Horizontales Baker Hughes 1050 con motor eléctrico de 600 HP**.

Autor: Niyireth Pérez Unda, Luz Mary Rodríguez††

Palabras Clave: Inyección de agua, Recuperación secundaria, Eficiencia operacional, Automatización de procesos, Bomba UB-F100, Motor Cummins KTA-38, Bomba Multietapa horizontal, Motor eléctrico, Sustitucional tecnológica.

Descripción: el presente documento técnico expone el plan de sustitución del sistema de inyección de agua de la estación Hoatzin Centro, ubicado en un área de producción petrolera, orientado a optimizar el proceso de recuperación secundaria mediante el reemplazo de las bombas UB-F1000 accionadas por motores diésel Cummins KTA-38, por bombas multietapas horizontales Baker Hughes 1050 acopladas a motores eléctricos de 600 HP. Este proyecto se justifica en la necesidad de mejorar la eficiencia operativa, reducir el consumo de combustible fósil y minimizar la huella ambiental asociada al sistema actual de inyección.

La implementación de bombas multietapas horizontales garantiza un flujo de agua más estable y con mayor presión, optimizando la recuperación de crudo al mantener la presión del yacimiento. A su vez, el uso de motores eléctricos permite un control más preciso de la operación, reduce los costos de mantenimiento y operación, y facilita la integración con sistemas de automatización y monitoreo como SCADA. Este cambio representa un avance tecnológico clave en el marco de la modernización de las instalaciones, promoviendo la eficiencia energética y la sostenibilidad en la industria petrolera.

El plan contempla el análisis técnico-económico, la ingeniería de detalle, los procedimientos de desmontaje e instalación, las adecuaciones eléctricas, el cumplimiento normativo y los controles ambientales. Asimismo, se identifican los riesgos y medidas de seguridad asociadas al desarrollo de las actividades. En conjunto, esta sustitución fortalecerá la confiabilidad del sistema de inyección, garantizará una operación más limpia y eficiente, y prolongará la vida útil de los activos productivos del campo.

** Plan de Sustitución del Sistema De Inyección De Agua de la estación Hoatzin Centro Para Recuperación Secundaria de Bombas UB-F1000 Con Motores Cummins Kta-38 a Bombas Multietapas Horizontales Baker Hughes 1050 con motor eléctrico de 600 HP

†† Facultad de Ingeniería físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento

Abstract

Title: Replacement Plan for the Water Injection System at Hoatzin Centro Station for Secondary Recovery: From UB-F1000 Pumps with Cummins KTA-38 Engines to Horizontal Multistage Baker Hughes 1050 Pumps with 600 HP Electric Motor^{‡‡}

Author(s): Niyireth Pérez Unda, Luz Mary Rodríguez^{§§}

Key Words: Water injection, Secondary recovery, Operational efficiency, Process automation, UB-F1000 pump, Cummins KTA-38 engine, Horizontal multistage pump, Electric motor, Technological substitution

Description: This technical document outlines the replacement plan for the water injection system at Hoatzin Centro Station, located in a petroleum production area, aimed at optimizing the secondary recovery process by replacing UB-F1000 pumps powered by Cummins KTA-38 diesel engines with horizontal multistage Baker Hughes 1050 pumps driven by 600 HP electric motors. This project is justified by the need to improve operational efficiency, reduce fossil fuel consumption, and minimize the environmental footprint associated with the current injection system.

The implementation of horizontal multistage pumps ensures a more stable and higher-pressure water flow, enhancing oil recovery by maintaining reservoir pressure. Additionally, the use of electric motors allows for more precise operational control, lowers maintenance and operating costs, and facilitates integration with automation and monitoring systems such as SCADA. This change represents a key technological advancement within the framework of infrastructure modernization, promoting energy efficiency and sustainability in the oil industry.

The plan includes technical-economic analysis, detailed engineering, dismantling and installation procedures, electrical adjustments, regulatory compliance, and environmental controls. It also identifies the associated risks and safety measures for the execution of activities. Altogether, this replacement will strengthen the reliability of the injection system, ensure cleaner and more efficient operation, and extend the productive life of the field's assets.

^{‡‡} Replacement Plan for the Water Injection System at Hoatzin Centro Station for Secondary Recovery: From UB-F1000 Pumps with Cummins KTA-38 Engines to Horizontal Multistage Baker Hughes 1050 Pumps with 600 HP Electric Motor

^{§§} Faculty of Physical-Mechanical Engineering. Specialization in Maintenance Management

Advisor: Kevin Rengifo

2. Introducción

La industria petrolera ha actuado durante más de un siglo como un eje de la dinámica económica global, sirviendo de base para la movilidad de capital, la evolución de infraestructuras y la financiación de avances tecnológicos; no obstante, su modelo de operación ha comenzado a experimentar cambios profundos y articulados, que responden a la necesidad de discontinuar la lógica de maximización de la producción a cualquier costo, para hacer la transición hacia un paradigma de eficiencia material y sostenibilidad ambiental (Hidalgo et al., 2020). En esta redefinición, los instrumentos de recuperación mejorada, que abarcan desde el uso de dióxido de carbono hasta la inyección de vapor y microfluidos químicos, han comenzado a constituirse en un recurso estratégico para revertir la declinación natural de las reservas, al incrementar la movilidad de los hidrocarburos y alargar la huella de producción sostenible de las cuencas maduras. Tales dispositivos, al operar en yacimientos ya documentados, brindan ahora la facultad de actualizar las estimaciones económicas en un contexto en que las petroleras compiten por reducir la intensidad de carbono inherente a su portafolio, a la vez que las transparencias de señal social y financiera demandan tasas de decarbonización cada vez más severas (Ladino, 2021).

Bajo esta premisa, el proceso de inyección de agua se erige hoy como una de las estrategias de recuperación secundaria más adoptadas en la industria petrolera, permitiendo no sólo el mantenimiento de la presión en los reservorios sino, también, el direccionamiento de los hidrocarburos hacia los pozos de extracción, sin embargo, la eficacia de la técnica está íntimamente asociada a la fiabilidad y a la eficiencia de los sistemas de bombeo, pues la ocurrencia de una interrupción en la operación de las bombas puede truncar el desplazamiento del fluido y, como consecuencia inmediata, provocar pérdidas económicas de envergadura (Rondón, 2020). Por tal

razón, los sistemas de inyección han de ofrecer no sólo una operación a largo plazo y técnicamente segura, sino que, simultáneamente, deben ser capaces de satisfacer los requisitos más exigentes en términos de eficiencia energética, de modo que se minimicen, a la vez, los gastos operativos y el impacto ambiental. En consecuencia, la actualización de la infraestructura de bombeo ha dejado de ser una opción para convertirse en una obligación estratégica para los operadores que pretenden localizarse en las orientaciones del mercado y rendir cuentas a las exigencias de accionistas, organismos reguladores y comunidades que presionan, de modo creciente, por una reducción de las externalidades propias de la actividad (Cepeda, 2017).

En el contexto colombiano, la pendiente histórica de la producción de crudo, asociada al peso preponderante del sector en la economía y la balanza comercial del país, adquiere una dimensión crítica. Ecopetrol y los operadores contratistas han dispuesto, en campos diversos, metodologías de recuperación secundaria a partir de inyección de agua, estrategia que a pesar de la declinación natural de los reservorios ha sostenido niveles de producción corporativos; sin embargo, la mayor parte de las infraestructuras implantadas responde a diseños de varias décadas, los cuales aún se alimentan de motores diésel cuya intensidad en el consumo de combustible incrementa, a su vez, los costos de operación y la periodicidad de los ingresos de mantenimiento (Mesa et al., 2018). Esta realidad manifiesta una disociación entre la imperativa necesidad de resguardar la seguridad de los suministros energéticos y la exigencia, igualmente ineludible, de honrar los comprometidos límites de emisiones estipulados en los tratados internacionales de los que el país es parte, particularmente el Acuerdo de París (Di Pietro, 2017). De tal modo, la actualización tecnológica de las instalaciones de inyección se presenta tanto como una necesidad procedimental como como una decisión soberana de carácter estratégico, cuya realización afecta,

en grado directo, la viabilidad futura del mapa industrial y la imagen internacional de Colombia en su empeño de reivindicarse como nación comprometida con la transición energética responsable.

Ahora bien, la estación Hoatzin Centro se presenta como un escenario paradigmático de las limitaciones que enfrenta el sector, al cumplir una función determinante en la aportación de agua a un yacimiento de explotación madura. El conjunto hidráulico vigente, formado por bombas UB-F1000 conectadas a motores diésel Cummins KTA-38, ha sostenido la producción durante un período prolongado; no obstante, la instalación empieza a mostrar restricciones que se acentúan en los años, afectando la eficiencia energética, los costos y los estándares ambientales exigidos (Cummins, 2025) y es que, elevado consumo de combustible derivado se traduce no solo en un peso fiscal que elevar las cargas operativas, sino también en un impacto negativo en la frecuencia de las paradas programadas y en el volumen de sustancias nocivas emitidas a la atmósfera (Usquiza et al., 2022). El ciclo de mantenimiento, por su parte, se ve exacerbado por la necesidad de reemplazo recurrente de componentes, lo que se traduce en un incremento de costos no capturado inicialmente. La obsolescencia de las instalaciones, que avanza de forma correlacionada con la baja en el stock de piezas originales, vuelve precaria la continuidad operativa y eleva el nivel de riesgo en lo que respecta a la seguridad. Atendiendo a la convergencia de estas limitaciones, resulta imperativo dimensionar una reconversión y reposición del conjunto, holística y tecnológicamente alineada con los requisitos actuales y futuros, que asegure, simultáneamente, la estabilidad operativa, un mejor desempeño ecológico y una rentabilidad garantizada durante las próximas dos o tres décadas.

La sustitución planificada consiste en destituir las bombas UB-F1000 y los generadores Cummins y en admitir en su lugar bombas multietapas horizontales Baker Hughes 1050,

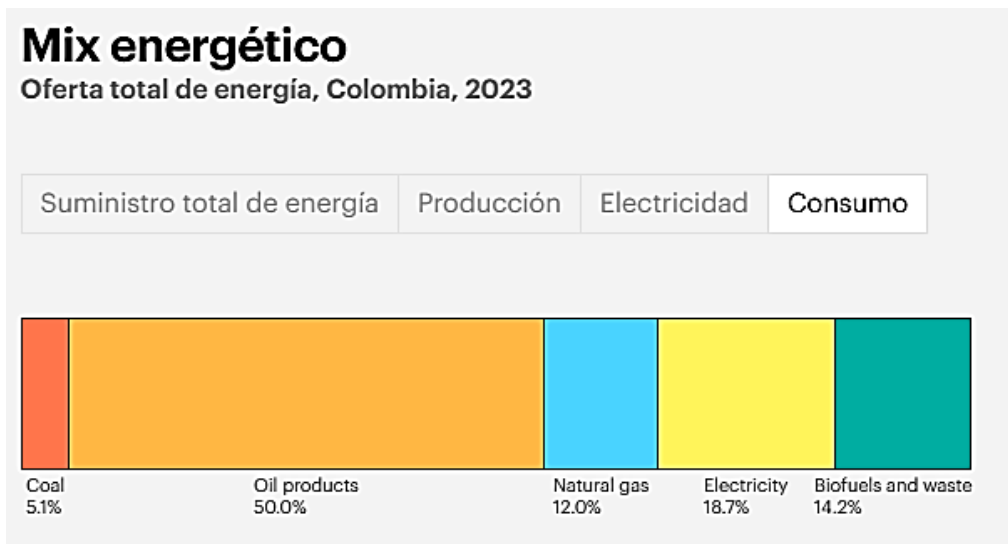
impulsadas por generadores eléctricos de 600 HP, esta elección no se limita a una modernización de equipos, sino que se apoya en una evaluación exhaustiva de rendimiento, eficiencia energética y costos de operación. Las máquinas eléctricas, al contrario de las de combustión de fósiles, ofrecen beneficios claros en reducción de emisiones contaminantes, reducción de intervenciones de mantenimiento preventivo y correctivo, y compatibilidad inmediata con redes de control y supervisión automatizada, de tal manera que las unidades multietapas a su vez mantienen la presión de inyección requerida con un nivel superior de disponibilidad, máxima fiabilidad y degradación minimizada de piezas críticas, lo que a su vez se traduce en un extendimiento del tiempo útil del activo. Por último, la implantación de esta tecnología guarda conformidad plena con las políticas de sostenibilidad corporativa y con la legislación nacional, orientada a fomentar procesos productivos de baja huella ambiental (Rondón, 2020).

Con base en todo lo mencionado, la iniciativa articulada en esta monografía supera la mera renovación de instalaciones al ofrecer un enfoque sistemático en su conjunto, que abarca el examen técnico-económico de la solución, el desarrollo de un diseño conceptual de ingeniería, la formalización de secuencias de montaje y de adaptación, y la cuantificación de ventajas operativas, ambientales y financieras. La intención es proporcionar, de modo explícito, un marco interpretativo que capacite a quienes conducen la gestión del mantenimiento a adoptar determinaciones orientadas por criterios de eficacia y sostenibilidad, adicionalmente, el proyecto contiene la formulación de orientaciones preliminares relativas a la construcción de un programa de mantenimiento que responda a las particularidades de la nueva tecnología, así como la dirección de una experiencia formativa destinada al personal operativo, a fin de garantizar la inserción adecuada de los equipamientos. Mediante esta estructura, la monografía persigue superar la mera

descripción técnica y desempeñarse como un dispositivo que robustece la gestión, redireccionando los recursos hacia el fortalecimiento de la capacidad institucional en el ámbito del mantenimiento industrial.

2.1. Planteamiento del problema

La industria petrolera global atraviesa un momento de profundas transformaciones en el que la optimización de recursos energéticos y la sostenibilidad ambiental se han convertido en prioridades ineludibles, es así, que la operación de campos petroleros maduros está recurriendo con creciente intensidad a estrategias de recuperación secundaria en particular a la inyección de agua con el propósito de mantener el caudal y la presión de yacimiento a medida que la declinación natural progresa. En el caso colombiano, esta dinámica se encuentra enmarcada en una transición energética que incorpora, entre otras variables, metas climáticas que tensan simultáneamente los vectores de costo, de fiabilidad y de desempeño ambiental de las infraestructuras de producción. La Revisión de Política Energética de Colombia de la Agencia Internacional de Energía, 2023 (International Energy Agency [IEA], 2023a), constata que el país continúa sosteniendo una economía con alto consumo de hidrocarburos (figura 1), mientras que les son impuestas exigencias de eficiencia y disminución de emisiones, lo que a su vez demanda la modernización del equipamiento crítico y una reducción en la intensidad energética de los procesos industriales, teniendo entre ellos producción de crudo y manejo de agua de inyección.

Figura 1.**Consumo hidrocarburos en Colombia - 2023**

Nota. Tomado de International Energy Agency [IEA], (2023b)

Esta formulación no se limita a una dimensión programática, cotejo que se encuentra en el Inventario Nacional de Emisiones (INGEI), del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible [MinAmbiente], (2025), que otorga un notable valor a la contribución de la actividad energética a las emisiones de gases de efecto invernadero, señala el requerimiento de reducciones continuas y constante, lo que se traduce en exigencias respecto a fuentes estacionarias y móviles en las instalaciones petroleras; en consecuencia, el mantenimiento de sistemas de bombeo que demandan alta intensidad energética y el uso de combustibles fósiles no sólo afectan la competitividad de la actividad, sino que comprometen los niveles de cumplimiento de las metas climáticas definidas a nivel nacional.

Desde una perspectiva técnica, Colombia posee una vasta experiencia en inyección de agua a escala comercial, actividad que ha sido sistemáticamente analizada mediante informes de Ecopetrol, los cuales documentan diecinueve campos en los que se ha implementado recobro secundario por esta vía en las cuencas del Valle Medio y Superior del Magdalena, Catatumbo y Llanos (Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de Petróleo [Campetrol], 2024), lo que atestigua su incidencia en la sostenibilidad de activos maduros. No obstante, esta incidencia también pone de relieve la necesidad de contar con sistemas de bombeo que se caractericen por su estabilidad, eficiencia y estandarización. El estándar API 610 (Shen et al., 2020) establece directrices para la selección y configuración de bombas centrífugas destinadas a servicio de alta presión, incluidas las de inyección de agua, y subraya que el rendimiento, la integridad mecánica y la seguridad son requisitos ineludibles en las fases de diseño y operación, las soluciones multietapa horizontales obedecen a estos parámetros con suficiente margen, frente a máquinas de eficiencia hidráulica inferior o frente a conjuntos motrices que utilizan motores de combustión interna.

Simultáneamente, las fabricantes de equipamiento proponen catálogos de bombas según API 610/ISO 13709 (Murti, 2016) diseñados explícitamente para sistemas de inyección, donde las especificaciones de presión y caudal coinciden con las características operativas de pozos inyectoros y donde el modularidad confiere ventajas operativas en términos de mantenibilidad. Como consecuencia, el verdadero debate contemporáneo radica en la conveniencia de reemplazar trenes diésel por motores eléctricos de alta eficiencia, opción que minimizaría OPEX, aumentaría disponibilidad y permitiría la integración de controles inteligentes a través de sistemas de accionamiento por variación de frecuencia y supervisión y adquisición de datos. En el contexto de un análisis justificativo, la clasificación IEC 60034-30-1 (IEC, 2014) y la serie IE3-IE4

benchmarkean (Tabora et al., 2020) el rendimiento de motores de inducción en segmentos denominados “premium” y “super-premium”, fundamento de argumento económico para la sustitución de activos en la medida en que el tren actual exhiba consumo específico elevado, vibraciones excesivas, frecuentes intervenciones correctivas y limitada capacidad de automatización (American Petroleum Institute [API], 2014).

El sitio de la instalación Hoatzin Centro, en consecuencia, enfrenta un conflicto operativo interno que se presenta en la divergencia entre la necesidad de mantener, en la inyección, presión constante, caudal constante y disponibilidad elevada, y la actual configuración de tren de bombeo, que se basa en bombas UB-F1000 intercaladas a motores diésel. Estas últimas, por su elevado consumo energético, producción de emisiones y requisitos frecuentes de mantenimiento, resultan incompatibles con las exigencias contemporáneas de minimización de costes, elevada fiabilidad y adecuación a normativas medioambientales vigentes.

Ahora bien, en precisión con la investigación el caso de la estación Hoatzin Centro presenta una incompatibilidad operativa que se funda en la contraparte entre la inyección de agua —donde se requiere presión constante, caudal uniforme y alta disponibilidad— y el actual tren de bombeo, compuesto por unidades UB-F1000 accionadas por motores diésel. Estas unidades no solo exhiben demanda energética elevada, sino que, debido a sus características, el desempeño se ve menoscabado por niveles de emisiones y mantenimiento que no se alinean con los condicionantes contemporáneos de costo, fiabilidad y obligación normativa medioambiental. Los análisis de pares, tanto a nivel local como en estudios comparadores internacionales, indican que la adopción de trenes eléctricos, con motores de eficiencia IE3/IE4 acoplados a bombas centrifugas multietapas que satisfacen la norma API 610, genera eficiencias hidráulicas y eléctricas que superan las

configuraciones tradicionales, a la vez que minimizan la probabilidad de fallas derivadas de sistemas de combustión. Tal migración permite la integración de instrumentación de clase avanzada que posibilita la monitorización de condiciones in situ, el control en régimen de demanda y la reducción de la oferta operativa por anticipado, características que resultan decisivas en escenarios en los que la inyección de agua representa una fracción considerable del costo operativo del yacimiento y en los que las políticas climáticas exigen la materialización de reducciones de emisiones bajo verificación formal y cuantificable.

Colombia, al mismo tiempo que ajusta su perfil ante la IEA (International Energy Agency [IEA], 2023b), incrementa la granularidad de sus inventarios de emisiones, lo que profundiza el escrutinio sobre fuentes y procesos productivos. En este contexto, la continuación de una planta motriz diésel dentro de un sistema operativo de alta criticidad expone a la economía a tres líneas de riesgo que requieren atención inmediata: un riesgo económico ligado al consumo desproporcionado de combustible y a la generación de paradas no programadas; un riesgo regulatorio que emana de expectativas ambientales crecientemente estrictas; y un riesgo técnico que resulta de la obsolescencia gradual de la planta y de la limitada adopción de integración digital. Estas condiciones, analizadas de manera conjunta, justifican la identificación de un motor alternativo: el reemplazo de los generadores diésel por bombas multietapas horizontales acopladas a un motor eléctrico. La citada estrategia no solo responde a los riesgos observados, sino que, al tiempo, se alinea con los estándares internacionales, las políticas gubernamentales vigentes y la oferta tecnológica contemporánea. En consecuencia, se establece la urgencia de llevar a cabo una investigación aplicada que verifique, mida y desarrolle la transición necesaria.

De acuerdo con lo anterior, en conclusión, el presente proyecto busca responder la siguiente pregunta de investigación: ¿cuáles son los beneficios operativos, técnicos y económicos de sustituir el sistema de inyección de agua actual en la Estación Hoatzin Centro de Frontera Energy, compuesto por bombas UB-F1000 con motores Cummins KTA-38, por un sistema de bombas multietapas horizontales Baker Hughes 1050 con motor eléctrico de 600 HP?

2.2. Objetivos

2.2.1. *Objetivo general*

Diseñar la sustitución del sistema de inyección de agua en la Estación Hoatzin Centro, reemplazando las bombas UB-F1000 con motores Cummins KTA-38 por bombas multietapas horizontales Baker Hughes 1050 con motor eléctrico de 600 HP, mejorando eficiencia, confiabilidad y reduciendo costos operativos.

2.2.2. *Objetivos específicos*

Diagnosticar la situación actual de los equipos de inyección, evaluando indicadores de disponibilidad y costos de mantenimiento Definir

Los parámetros técnicos y de diseño para la implementación de las bombas multietapa y la infraestructura eléctrica requerida.

Estructurar un plan de mantenimiento preventivo y predictivo bajo la metodología RCM para el nuevo sistema eléctrico.

Determinar la viabilidad económica del proyecto mediante el análisis de ahorro en OPEX y retorno de inversión (ROI).

2.3. Justificación

En el ámbito actual, el rendimiento de las compañías hidrocarburíferas ya no se mide únicamente por los volúmenes de crudo extraído, sino por la capacidad de gestionar simultáneamente el conjunto de activos, de optimizar de manera continua los ciclos operacionales y de cumplir requisitos de sostenibilidad que resultan, en la actualidad, de regulaciones cada vez más estrictas y de la presión de mercados que valoran la reputación de manera sensible. La incorporación de tecnologías de vanguardia se ha convertido en un imperativo que condiciona la sostenibilidad de la producción y el mantenimiento de una ventaja competitiva; en consecuencia, la evaluación de alternativas en sistemas de control de inyección secundaria, en el ámbito nuclear de la gestión de pozos, se presenta como una vía para reducir simultáneamente el riesgo económico, minimizar el impacto ambiental y mantener los indicadores de efectividad operativa. Al examinar los costos y los retornos, se comprueba que la opción se justifica como una inversión racional que, más allá de atender contingencias inmediatas, alimenta una lógica de futuro que se inscribe en la perspectiva extendida de la estrategia petrolera.

De acuerdo con estos requisitos, la implementación sucesiva y sistemática de sustituciones de infraestructura, orientadas a retirar del servicio sistemas cuya vida útil se agotó y a instalarlos a la vez por alternativas de elevada eficiencia energética, representa una chance madurada para reconfigurar las arquitecturas de operación industrial en la ruta de la transición hacia matrices energéticas de menores emisiones. Pese a que, a escala mundial, el petróleo sigue liderando los balances de energía, los patrones de su producción se enmarcan cada vez bajo presiones más intensas de fiscalización que exigen a los actores del sector registrar, con soportes auditables, que la actividad de extracción, la logística de transporte y los procesos de refinación son ejecutadas con

simultánea alta eficiencia técnica y estricto acatamiento a normas de responsabilidad ambiental. En tal contexto, la realización de diagnósticos integrales y exhaustivos de las alternativas tecnológicas que el mercado ofrece se distingue como una actuación central en la política industrial contemporánea, puesto que el contraste metódico de opciones va más allá del simple alojamiento de requerimientos operativos y se reafirma como repositorio de saberes sistematizados que, formalizados a través de memorización y divulgación, se convierten en señas de ruta referenciales para decisiones corporativas y en ejes materiales de referencia para la capacitación de quienes anhelan dominar la disciplina.

La persistencia de tecnologías obsoletas dentro de contingentes industriales no proyecta únicamente una ineficiencia susceptible de cuantificarse de inmediato, sino también una serie de costos latentes cuya suma, a largo plazo, puede afectar de manera irreversible la salud patrimonial de la organización. Entre tales contingencias se enumeran las paradas no previstas, el consumo intensificado de combustibles fósiles, la acumulación de inventario de repuestos críticos, y la recurrencia de fallas, las que, a su vez, no sólo incrementan los costos operativos, sino que desdibujan la capacidad de mantener flujos productivos confiables. Ante tales evidencias, se sostiene que debe configurarse un programa sistemático de renovación tecnológica que, como objetivo mediano, busque la erradicación definitiva de todas las limitaciones propias de los activos en fase de obsolescencia, es así como la presente proposición se cimenta en un examen coordinado que articula dimensiones técnicas, financieras y ambientales con la finalidad de validar la introducción de la tecnología objeto de estudio. En este marco, se efectúa una confrontación con las fórmulas de ajuste inflacionario, simultáneamente con la consideración de los compromisos establecidos para la atenuación de la huella ambiental, de modo que se deriva una senda de

endurecimiento normativo en relación con la salud, el deber ecológico y la preservación patrimonial.

2.4. Alcance del proyecto

La presente iniciativa tiene como meta la formulación de un proyecto definitivo orientado a sustituir el actual sistema de inyección de agua en la estación de Hoatzin Centro. La intención es cumplir con los objetivos del proyecto mediante un abordaje riguroso y sistemático. En esta fase inicial se articula una propuesta conceptual del cambio denominado “sustitución de la inyección actual”, en la cual se documenta la descripción y los diálogos de diseño de cada uno de los equipos requeridos. La evaluación de cada una de las piezas que integran la arquitectura del sistema se ordena en función de su compatibilidad con la infraestructura física y de control existentes, y de conformidad, se calibran los requisitos de potencia, las remociones de desechos y las clasificaciones microbiológicas. A continuación, se produce un programa de actividades que permite calibrar el momento preciso de cada operación recomendada con el acotamiento de un horizonte distendido que deja los respectivos pequeños márgenes de evaluación. De modo que, en esta fase, el horizonte es puramente proyección y su horizonte es puramente proyección, porque el propósito no es la reconstrucción física del sistema, sino la generación de un mapa ejecutable, de manera que se asegure que las actividades de implementación en el campo puedan ejecutarse como un plano exactamente reproducible.

Con el propósito de proveer un marco formal, el presente trabajo contempla primero una evaluación comparativa entre el nuevo sistema insertado en la propuesta y la tecnología de referencia que se encuentra en operación comercial. La evaluación contempla la eficiencia energética, la fiabilidad operativa, los costes de operación y mantenimiento, y la cuantificación de

los beneficios derivados de la reducción esperada en las emisiones de contaminantes atmosféricos. Los parámetros se obtienen a partir de los valores mínimos de rendimiento especificados por los fabricantes, se contrastan con normas de referencia de la industria y se complementan con datos operativos y de consumo modelados para determinar la viabilidad operativa de la sustitución. Complementariamente, se elabora un diseño preliminar de un plan de mantenimiento preventivo y predictivo que satisface las directrices de las normas internacionalmente reconocidas API 610 e ISO 14224. El plan se orienta a garantizar la disponibilidad operacional de los equipos, a desacoplar el mecanismo de envejecimiento de los componentes y a reducir los periodos de inactividad no programada; para tal fin se establecen intervalos de inspección que se contrastan con criterios de condición, y se fijan las acciones de control que son específicamente adaptadas a los requerimientos de la nueva tecnología.

2.5. Limitaciones

Una primera restricción de este trabajo es de orden conceptual. Si bien se detallan lineamientos técnicos precisos para la sustitución del sistema de inyección de agua en la estación Hoatzin Centro, el documento no abarca la implementación física de los equipos, ni la realización práctica de los procedimientos propuestos. La decisión de mantener dicho alcance se fundamenta en el carácter académico del estudio, orientado fundamentalmente a la elaboración de planes y a la evaluación técnico-económica. Así, las conclusiones expuestas se apoyan en estimaciones, en datos suministrados por fabricantes y en parámetros teóricos, careciendo de validación a partir de experimentación directa en el terreno. En consecuencia, los resultados deben ser interpretados como orientaciones, que obligan a la realización sucesiva de una fase de ejecución destinada a

verificar el comportamiento de la solución en las condiciones operativas reales que regirán en el entorno de la estación.

La disponibilidad limitada de información operativa sobre la central biomásica Hoatzin constituye otra restricción relevante. La baja accesibilidad a datos desagregados sobre consumo energético, costes históricos de mantenimiento y tipos de fallas, así como la carencia de registros cronológicos, ha obstaculizado la formulación de comparaciones cuantitativas con el nivel de detalle requerido. Como alternativa, se han empleado datos de organismos internacionales, publicaciones técnicas y hallazgos de estudios anteriores de otras plantas del sector. Si bien esta estrategia amplía el fundamento empírico del análisis, introduce esquemas de generalización que atenuan la solidez de las conjeturas en el caso particular, al no capturar las particularidades del diseño y operativa de la estación estudiada. Por lo tanto, se señala la urgencia de implantar sistemas de información que consiguen, con periodicidad y detalle, indicativos de consumo, costes y fallas, algo que reviste tanto la fiabilidad de la evaluación externa como la utilidad para la operación.

Asimismo, el análisis económico realizado omite ciertos condicionantes presentes a lo largo de la cadena de valor del proyecto, de modo que factores tales como la volatilidad de los precios de la energía eléctrica a nivel nacional, los costos derivados de licencias ambientales y la eventual inversión en infraestructura eléctrica complementaria no han sido objeto de evaluación pormenorizada. Tales omisiones restringen el alcance de la evaluación financiera y, aunque no le restan en principio validez, a juzgar por la información actualmente disponible, alertan que los resultados económicos presentes deben ser leídos como un escenario base, susceptible a posteriores calibraciones que lo alineen más estrechamente con la realidad de la inversión prevista.

Del mismo modo, la dimensión ambiental examinada dentro del presente trabajo se limita a la cuantificación de reducciones de emisiones contaminantes que se esperan como consecuencia de la sustitución de motores diésel por motores eléctricos. No se han interpelado a fondo otros impactos ambientales relevantes, como el análisis de ciclo de vida de la nueva tecnología, la gestión de residuos generados por el desmantelamiento del equipamiento obsoleto ni la huella hídrica asociada al proceso de inyección de refrigerantes. Estas variables deberían ser abordadas en investigaciones complementarias y de detalle que prospectivamente pudiesen robustecer el análisis a realizar en fases posteriores del proyecto.

3. Marco Teórico

El desarrollo de un proyecto técnico-conceptual como el presente, centrado en la sustitución del sistema de inyección de agua de la estación Hoatzin Centro, exige un sólido sustento teórico que fundamente las decisiones de ingeniería adoptadas, especialmente ante la ausencia de una ejecución física inmediata. En este contexto, el marco teórico busca establecer los principios y fundamentos que rigen la recuperación secundaria por inyección de agua, las características de los equipos actualmente en uso, y los beneficios operativos, energéticos y ambientales derivados de la tecnología propuesta. Este capítulo también integra los estándares normativos pertinentes y una comparación técnica que sirve de base para justificar la viabilidad y pertinencia del cambio planteado, todo desde un enfoque orientado al análisis, diseño y planificación.

La recuperación secundaria mediante inyección de agua es una técnica ampliamente utilizada en yacimientos maduros para mantener la presión del reservorio y optimizar la producción de crudo remanente. Este método consiste en introducir agua a presión a través de pozos inyectoros

estratégicamente distribuidos, generando una barrera de presión que obliga al petróleo a desplazarse hacia los pozos productores. Su eficacia depende en gran medida de la presión de inyección, la compatibilidad del agua con la roca del reservorio, la configuración de los pozos y, crucialmente, del sistema de bombeo que inyecta el agua. En este sentido, la estación Hoatzin Centro se enmarca dentro de una estrategia de recuperación secundaria donde el sistema de inyección de agua desempeña un papel determinante para la eficiencia del proceso de recobro, lo que justifica plenamente la necesidad de evaluar alternativas tecnológicas que mejoren su desempeño.

Actualmente, el sistema de inyección de agua de la estación Hoatzin Centro emplea bombas centrífugas modelo UB-F1000 acopladas a motores diésel Cummins KTA-38. Este conjunto fue adecuado en su momento para cubrir las necesidades de presión y caudal requeridas por el proceso, pero con el paso del tiempo se han identificado limitaciones significativas. El uso de motores de combustión interna implica elevados costos operativos por consumo de combustible, mantenimiento intensivo y frecuentes paradas de operación. Además, se generan emisiones atmosféricas (CO₂, NO_x, material particulado) que comprometen los compromisos ambientales de la industria, especialmente en un contexto donde la sostenibilidad energética y la eficiencia operativa son prioridades estratégicas. La tecnología de las bombas UB-F1000, aunque robusta, muestra una eficiencia hidráulica moderada y carece de capacidad para operar a presiones más altas sin incurrir en sobrecarga mecánica o desgaste prematuro.

En contraste, la tecnología propuesta en este estudio —centrada en la implementación de bombas centrífugas multietapas horizontales modelo Baker Hughes 1050 acopladas a motores

eléctricos de 600 HP— ofrece ventajas técnicas y operativas ampliamente documentadas. Las bombas multietapas están diseñadas específicamente para aplicaciones que requieren presiones elevadas y flujos constantes, condiciones típicas de los sistemas de inyección en campos petroleros maduros. Gracias a su configuración modular, pueden ajustarse a distintos niveles de presión sin comprometer la integridad del equipo, además de presentar una eficiencia hidráulica superior debido al escalonamiento del impulso que permite reducir pérdidas internas. Esta mejora en el rendimiento hidráulico, combinada con la operación mediante motores eléctricos de alta eficiencia, se traduce en un sistema integralmente más competitivo, con menor consumo energético, menos mantenimiento y una notable disminución de la huella ambiental.

Los motores eléctricos trifásicos propuestos para esta configuración, con una potencia de 600 HP, representan una solución moderna, confiable y respetuosa con el medio ambiente. A diferencia de los motores diésel, estos equipos no generan emisiones directas, reducen el nivel de ruido industrial, y su operación se caracteriza por una mayor estabilidad, menores vibraciones y una capacidad superior de integración con sistemas automatizados de control. Su compatibilidad con variadores de frecuencia (VFD) permite una regulación precisa del régimen de operación de las bombas, optimizando el uso de energía según la demanda real del sistema. Este aspecto es particularmente relevante en sistemas donde los requerimientos de presión y caudal varían con el tiempo, ya que posibilita una respuesta flexible y eficiente a dichas fluctuaciones, sin necesidad de paradas o ajustes manuales.

Desde una perspectiva normativa, el diseño conceptual del nuevo sistema debe apearse a estándares técnicos reconocidos a nivel internacional, como la norma API 610 para bombas

centrífugas, NEMA MG-1 para motores eléctricos industriales, y los códigos eléctricos establecidos por el NEC (National Electrical Code) y el RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas) en Colombia. Estas normativas definen los criterios mínimos de seguridad, eficiencia y compatibilidad que deben cumplir los componentes, aún en la etapa de planificación. Asimismo, la aplicación de estándares ISO 14001 e ISO 50001 contribuye a garantizar que las decisiones técnicas se alineen con políticas de gestión ambiental y eficiencia energética, elementos clave en proyectos de modernización tecnológica dentro del sector hidrocarburos.

Finalmente, una comparación técnica entre el sistema actual y la propuesta demuestra con claridad las ventajas del cambio. Mientras que el sistema actual depende de combustibles fósiles, opera con eficiencia limitada y presenta altos costos de mantenimiento, el nuevo sistema se proyecta como una alternativa sustentable, más eficiente y alineada con las exigencias de la transición energética. Esta evaluación, que se realiza únicamente desde la planificación y análisis técnico, sin proceder a una ejecución inmediata, permite sentar las bases para una futura implementación, al contar con todos los estudios requeridos para su aprobación, financiación y posterior puesta en marcha.

3.1. Fundamentos de la Inyección de Agua en Recuperación Secundaria

La recuperación secundaria por inyección de agua es una técnica ampliamente empleada en campos maduros de petróleo como una estrategia para mantener la presión del yacimiento y movilizar el crudo remanente hacia los pozos productores. Este método consiste en inyectar agua a presión en formaciones productoras para reemplazar los vacíos dejados por la extracción del

petróleo. Su eficiencia depende de múltiples factores, entre ellos la tasa de inyección, el diseño del patrón de inyección, la calidad del agua y, especialmente, el desempeño de los equipos encargados de suministrar la presión y el caudal requeridos. En instalaciones como la estación Hoatzin Centro, esta técnica permite extender la vida útil del yacimiento, mejorar el factor de recobro y optimizar la producción, lo cual justifica plenamente la necesidad de contar con un sistema de bombeo confiable, eficiente y adaptado a los requerimientos operativos del campo.

3.2. Principios de Funcionamiento de Bombas Centrífugas y Multietapas

Las bombas centrífugas operan mediante el principio de conversión de energía mecánica en energía hidráulica, utilizando un impulsor giratorio que transfiere energía al fluido, generando presión y movimiento. En las aplicaciones de inyección de agua, estas bombas deben ser capaces de operar de manera continua bajo condiciones exigentes, manejando grandes volúmenes de agua a presiones elevadas. Las bombas multietapas, como las propuestas en este proyecto, consisten en una serie de impulsores dispuestos en línea, donde cada etapa incrementa gradualmente la presión del fluido. Esta configuración permite alcanzar presiones significativamente superiores a las que lograría una bomba centrífuga de una sola etapa, sin comprometer la estabilidad del sistema ni requerir un tamaño excesivo del impulsor. Además, permiten una mayor eficiencia hidráulica y una mejor distribución de las cargas mecánicas, lo que se traduce en una vida útil más prolongada y menores costos de mantenimiento.

3.2.1. Equipos Existentes: Bombas UB-F1000 y Motores Cummins KTA-38

El sistema actual en la estación Hoatzin Centro utiliza bombas centrífugas UB-F1000, las cuales, si bien han demostrado robustez operativa, presentan una eficiencia moderada y una capacidad limitada frente a los nuevos requerimientos de presión y caudal. Estas bombas están impulsadas por motores diésel Cummins KTA-38, que generan una potencia nominal de aproximadamente 1000 HP. Sin embargo, la operación con motores de combustión interna implica retos significativos: alto consumo de combustible, emisiones contaminantes, mayor ruido industrial, necesidad constante de mantenimiento mecánico y eléctricos auxiliares, y una dependencia directa de la logística de suministro de diésel. Además, las operaciones frecuentes de arranque y parada provocan un desgaste acelerado de los componentes, generando mayores costos operativos y tiempos de inactividad. En este contexto, se hace evidente la necesidad de modernizar el sistema, migrando hacia tecnologías más limpias, eficientes y sostenibles.

3.3. Equipos Propuestos: Bombas Baker Hughes 1050 y Motores Eléctricos de 600 HP

La tecnología propuesta se basa en el uso de bombas multietapas horizontales Baker Hughes 1050, reconocidas por su capacidad de operar a presiones superiores a 1500 psi, con alta eficiencia hidráulica y una configuración modular que facilita su mantenimiento y operación. Estas bombas están diseñadas específicamente para operaciones de inyección de agua en ambientes industriales exigentes. Su diseño permite una operación continua y estable, con menor necesidad de intervenciones correctivas. Al estar acopladas a motores eléctricos de 600 HP, trifásicos y de alta eficiencia (IE3 o IE4 según la clasificación internacional), el sistema completo garantiza un mejor desempeño energético, una reducción significativa de los costos operativos y la eliminación de

emisiones directas. Además, los motores eléctricos permiten una integración directa con sistemas de control automático mediante variadores de frecuencia (VFD), lo que mejora la respuesta operativa frente a cambios en las condiciones del sistema.

3.4. Comparación Técnica y Funcional

Desde el punto de vista técnico, la comparación entre el sistema actual y la propuesta evidencia una clara superioridad de la segunda en términos de eficiencia, confiabilidad, sostenibilidad y adaptabilidad. Mientras que las bombas UB-F1000 están limitadas en su capacidad de presión, las bombas Baker Hughes 1050 pueden configurarse según la necesidad del proceso, ajustando el número de etapas sin comprometer el rendimiento. En términos de mantenimiento, las bombas multietapas requieren menos intervenciones, y sus componentes modulares pueden ser reemplazados sin desmontar todo el conjunto. Respecto a los motores, el reemplazo de los Cummins KTA-38 por motores eléctricos reduce drásticamente los costos de combustible, las emisiones y el ruido industrial, al tiempo que facilita la operación remota y automatizada del sistema. Esta comparación técnica forma parte del análisis conceptual del proyecto, y es clave para sustentar futuras decisiones de inversión.

3.4.1. Normativas Técnicas Aplicables

A pesar de que el proyecto no contempla la ejecución física, es fundamental enmarcar el diseño propuesto dentro de los estándares técnicos vigentes, tanto para asegurar su factibilidad futura como para facilitar su posterior implementación. En este sentido, las bombas deben cumplir con la norma API 610, que regula los requisitos de diseño y operación de bombas centrífugas para

servicios de refinería, petróleo y gas. Los motores eléctricos deben estar certificados bajo normas como NEMA MG-1 o IEC 60034, garantizando su eficiencia, seguridad y compatibilidad electromecánica. Adicionalmente, cualquier sistema eléctrico debe cumplir con los lineamientos del RETIE en Colombia, asegurando que el diseño propuesto se ajusta a los criterios nacionales de seguridad eléctrica. Las normas ISO 14001 (gestión ambiental) e ISO 50001 (gestión energética) también se consideran como marco para definir buenas prácticas en la planificación y operación futura del sistema.

3.5. Consideraciones Ambientales y Energéticas

Uno de los ejes centrales del presente proyecto es la sostenibilidad ambiental y energética. El sistema actual, basado en combustibles fósiles, representa una carga ambiental significativa tanto por las emisiones directas como por los riesgos asociados a fugas, almacenamiento y transporte de combustible. En contraste, el sistema propuesto permite eliminar completamente el uso de diésel, lo que representa una reducción considerable de CO₂ y otros contaminantes atmosféricos. Esta transición es coherente con las metas globales de descarbonización, los compromisos nacionales en materia de cambio climático y las políticas corporativas de eficiencia energética. Asimismo, al utilizar motores eléctricos, se abre la posibilidad de integrar fuentes de energía renovable en el mediano plazo, como sistemas fotovoltaicos o compras de energía limpia a través de la red. Estas ventajas fortalecen la justificación del cambio, aún si su ejecución no es inmediata, y posicionan el proyecto como una solución viable, moderna y estratégica para el futuro del campo Hoatzin Centro.

3.6. Marco legal

El Plan de Sustitución del Sistema de Inyección de Agua de la Estación Hoatzin Centro de Frontera Energy se enmarca en las siguientes normas, códigos y decretos aplicables al sector energético, que aseguran la conformidad del proyecto con los estándares nacionales e internacionales de seguridad, medio ambiente, eficiencia energética y operación:

1. Resolución 180953 de 2010 – Ministerio de Minas y Energía de Colombia Establece los requisitos técnicos para la instalación y operación de sistemas de inyección de agua en campos petroleros, enfocándose en la eficiencia operativa y el cuidado del medio ambiente.
2. Norma Técnica NTC-ISO 9001:2015 (Sistema de Gestión de la Calidad) Proporciona los lineamientos para la implementación de un sistema de gestión de calidad en los procesos de instalación, operación y mantenimiento de los equipos e infraestructura de la estación.
3. Norma Técnica NTC-ISO 14001:2015 (Sistema de Gestión Ambiental) Asegura que el proyecto cumpla con los requisitos ambientales, buscando la minimización de impactos negativos y la optimización del uso de recursos naturales.
4. Decreto 1076 de 2015 (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas en Colombia) Define las normas de seguridad eléctrica para la instalación, operación y mantenimiento de equipos eléctricos, incluyendo el nuevo motor eléctrico de 600 HP que se utilizará en el sistema de inyección de agua.
5. Norma NTC-ISO 50001:2018 (Sistema de Gestión de la Energía) Proporciona los requisitos para establecer, implementar, mantener y mejorar un sistema de gestión de la

energía, clave en la optimización del consumo energético del nuevo sistema de inyección de agua.

6. Resolución 909 de 2017 (Ministerio de Minas y Energía) Establece los lineamientos para la gestión y eficiencia energética en proyectos industriales, como la instalación de nuevas bombas y motores eléctricos, enfocados en la mejora del desempeño energético.
7. Reglamento de Seguridad en Instalaciones y Equipos de Combustión (Resolución 910 de 1997) Regula los aspectos de seguridad relacionados con el uso de equipos a base de combustibles y eléctricos, y establece normas de seguridad en instalaciones industriales de este tipo.
8. Norma API 610 (American Petroleum Institute) Específica para el diseño y la instalación de bombas centrífugas en aplicaciones industriales, incluyendo el uso de bombas Baker Hughes 1050. Esta norma asegura que el equipo nuevo sea adecuado para la inyección de agua en condiciones de alta demanda.

4. Metodología

Cuando se armó esta investigación, se hizo para que cada paso concreto llevara a lo que quiso lograr, que es proponer un nuevo sistema tecnológico que de verdad solucione el problema. Se usó un diseño aplicado porque el fin es hallar una respuesta que se aplique de inmediato en la Estación Hoatzin Centro, así buscamos que la modernización del sistema de inyección de agua esté atada a criterios técnicos, económicos, ambientales y de mantenimiento que la avalen, al mismo tiempo, la investigación se mantiene a un nivel descriptivo y no experimental, es decir, no creamos un laboratorio y tampoco sacamos el nuevo sistema a campo de prueba; lo que hacemos es contrastar, en un mismo documento, la tecnología actual con la que planeamos proponer, usando

para el análisis normativas, datos de campo y antecedentes técnicos. Esta metodología se organiza de forma secuencial y clara. Primero se diagnóstica la infraestructura, después se evalúa la factibilidad técnica y económica de la alternativa, y se cierra con la elaboración de un plan de mantenimiento y capacitación que garantice que la solución se use de forma sostenible a lo largo del tiempo, por eso, la herramienta usada no solo pinta el panorama de hoy, sino que saca el mapa de las decisiones que podemos tomar, mostrándonos qué caminos tienen sentido para seguir las normas de la industria y el modo en que la gerencia de mantenimiento trabaja ahora mismo.

4.1. Tipo y enfoque de estudio

El presente estudio, se encuadra en la categoría de investigación aplicada, dado que su propósito central reside en formular un plan de sustitución tecnológica que aborda a la industria del hidrocarburo de la Estación Hoatzin Centro y que, en consecuencia, sirva de fruto decidido para los procesos de decisión en dicha unidad operativa Vargas, (2009). Tal inclinación aplicada se manifiesta en que los hallazgos van más allá de la mera disertación doctrinal; traducen, en su lugar, un conjunto de directrices de carácter técnico, económico y de gestión del mantenimiento que resultan susceptibles de ejecución en etapas subsecuentes. El enfoque, a su vez, se clasifica como descriptivo, en la medida que persigue la caracterización del sistema convencional de inyección de agua, la identificación de sus restricciones y la comparación crítica del rendimiento anticipado de la alternativa que aquí se sugiere, sin arribar a manipulaciones experimentales sobre las variables examinadas (Ávila, 2006). Se opta, por añadidura, por un diseño de carácter no experimental y de carácter transversal, dado que no se procuran alteraciones en la operación, ni se instituyen ensayos de tipo piloto; el análisis se sustenta en la información existente a un instante definido, de modo que surgen, a raíz de esta, futuros posibles de sustitución en virtud de configuraciones de tipo

técnico, normativo y documental. Tal enfoque metodológico permite la integración de la teoría y la práctica; la solución ofrecida responde a las condiciones concretas del área y vincula la actividad de gestión de mantenimiento con imperativos contemporáneos en torno a la eficiencia, la sostenibilidad y la confiabilidad.

4.2. Diseño del estudio

La investigación se basa en un diseño en el que no experimental (Campbell & Stanley, 2005); en cambio, estudia lo que solo se observa en la estación Hoatzin Centro, dejándola intacta sin pruebas previas. Esta mirada directa permite revisar el sistema actual que inyecta agua, señalar lo que no funciona bien y compararlo luego con una futura tecnología nueva, usando solo la información, especificaciones y normas reunidas en un periodo definido. Elegir un único momento también responde a que necesitamos un retrato claro que muestre cómo está la obra en este instante, pues es el cimiento sobre el que se van a dibujar las modernizaciones posibles. Así, el operativo se reúne en tres fases: luchar contra el frío. Al final, el marco queda construido. En la composición que se acaba, hay pues un itinerario que garantiza que lo que se elige no se está imaginando solo en un escritorio, que ni un solo concepto no se está materializando en el campo.

4.3. Metodología por objetivos específicos

4.3.1. Implementar conceptualmente la sustitución del sistema de inyección de agua

Implementación de la sustitución → se aborda con diagnóstico, compatibilidad técnica e infraestructura, y cronograma referencial.

El primer objetivo se fundamenta en un diagnóstico técnico de la infraestructura vigente, en el que se caracterizan, de forma sistemática, las dos bombas UB-F1000 y los motores Cummins KTA-38 analizando la disposición tridimensional, los parámetros operativos y los estados de acople mecánico y eléctrico. La caracterización se complementa mediante la confrontación de planos constructivos, manuales operativos y registros de mantenimiento, lo que permite trazar la línea base sobre la que se ejecutará la subsanación. A continuación, se ejecuta un análisis de compatibilidad que confronta los requerimientos funcionales de las bombas multietapas horizontales Baker Hughes 1050 y de motores eléctricos de 600 HP con las condiciones operativas de la estación, revisando, entre otros, caudales de diseño, presiones de servicio, dimensiones de montaje, niveles de potencia eléctrica y capacidades de integración con los sistemas de control existentes. El diagnóstico y el análisis generan un diseño conceptual de sustitución que incorpora diagramas funcionales preliminares, modificaciones de infraestructura mínima y un conjunto de recomendaciones de adecuación mecánico-eléctrica; el documento se completa con un cronograma orientativo que distribuye las fases fundamentales del proyecto (desmontaje, instalación, pruebas e integración) y proporciona plazos que garantizan el acatamiento de los objetivos de modernización.

4.3.2. Evaluar el desempeño del nuevo sistema en comparación con el actual

Evaluación del desempeño → se resuelve mediante análisis comparativo (eficiencia energética, confiabilidad, costos) con apoyo en normas (API 610, IEC 60034-30-1) y referencias de fabricantes.

Para abordar esta interrogante se implementa un esquema de análisis comparativo en que se confrontan dimensiones técnicas, energéticas, financieras y ambientales de los circuitos en

cuestión. Se inicia mediante la estimación del consumo eléctrico del esquema de motores de 600 HP de alto rendimiento, clasificados IE3/IE4 de acuerdo con IEC 60034-30-1, y se contrasta con el consumo de combustible diésel en los motores convencionales. Este primer análisis proyecta el ahorro potencial en combustible y permite calcular su repercusión en los costos operativos. A continuación, se ejecuta un análisis de confiabilidad, sustentado en revisión de literatura especializada, hojas de datos de fabricante y bases de información de fallas en unidades de características análogas, con el propósito de evaluar la incidencia de la modernización en los índices de disponibilidad y mantenibilidad. Se complementan los análisis con el cálculo de emisiones equivalentes de CO₂, alineado con los factores de emisión divulgados por el IDEAM y el Ministerio de Ambiente, de modo que se cuantifique la reducción ambiental que podría conseguirse con la sustitución. Los resultados precedentes se integran en un análisis económico de costos y beneficios, en el que se comparan los desembolsos de capital con los ahorros esperados en operación y mantenimiento, justificando de este modo la viabilidad técnica y económica de la renovación.

4.3.3. Diseñar un plan de mantenimiento preventivo y predictivo

Diseño del plan de mantenimiento → se sustenta en metodologías reconocidas (ISO 14224, RCM) para estructurar rutinas preventivas y predictivas.

El tercer objetivo se orienta mediante la implementación de enfoques de mantenimiento centrados en confiabilidad (RCM) en consonancia con la norma ISO 14224, la cual ofrece directrices específicas para la gestión de datos de interferencias y confiabilidad en la industria del petróleo y del gas. La primera etapa consiste en la identificación de los modos de falla de mayor impacto en las bombas multietapas horizontales y en los motores eléctricos, tarea que se apoya en

datos proporcionados por los fabricantes y en la revisión de la literatura técnica. A partir de esta evaluación se elabora un plan de mantenimiento preventivo que contempla tareas habituales: inspección de sellos, alineación de ejes, valoración de sistemas de lubricación, revisión de sistemas eléctricos y calibración de instrumentos. Por otro lado, se formula un plan de mantenimiento predictivo sustentado en metodologías de vigilancia de condiciones, que incluye el análisis de vibraciones, la termografía infrarroja y la evaluación de aceites dieléctricos, con el propósito de predecir inferencias y planificar intervenciones a efectos de limitar el impacto en la disponibilidad operativa. Cada tarea recibe una frecuencia definida, un responsable y un procedimiento específico, a partir de lo cual se elabora un cronograma que persigue mitigar el tiempo de inactividad no programado y extender la vida útil de los activos en análisis.

4.3.4. Capacitar al personal en operación y mantenimiento del nuevo sistema

Capacitación del personal → se integra con un plan formativo, competencias técnicas, metodologías activas y evaluación de desempeño.

El cuarto objetivo consiste en la elaboración de un plan de formación técnica dirigido a los operarios y a los equipos de mantenimiento de la estación. Primeramente, se registran los requerimientos de capacitación suscitados por la inclusión de bombas multietapas y de motores eléctricos de alta potencia. Se prestará particular atención a la operación en condiciones seguras, a los circuitos de control eléctrico, a la integración en un sistema de control y adquisición de datos (SCADA) y a los procedimientos de monitoreo predictivo. Posteriormente, se especifican las competencias a adquirir, dividiéndolas en destrezas de carácter técnico (como la puesta en marcha, la ejecución de procedimientos de mantenimiento y el diagnóstico de averías) y competencias transversales (siendo el trabajo en equipo, la seguridad industrial y la gestión de riesgos las más

destacadas). Sobre la base de tales requerimientos, se estructura un programa en módulos teórico-prácticos que combina actividades presenciales, simulaciones en entornos virtuales y prácticas a supervisar en laboratorio o en el campo. El conjunto se completa con la elaboración de herramientas de valoración del rendimiento que incluyen exámenes teóricos, listas de chequeo y ejercicios prácticos, con el objetivo de verificar que el conocimiento se transfiere de manera efectiva. El resultado que se persigue es una plantilla capaz de operar y mantener la tecnología adoptada con criterios de eficiencia, seguridad y fiabilidad, así como de reducir los riesgos derivados de posibles errores humanos.

5. Implementación de la sustitución

La consecución del primer objetivo específico se centró en la implementación conceptual de la sustitución del sistema de inyección de agua en el Centro Hoatzin, con el objetivo de asegurar la compatibilidad técnica con la infraestructura existente y la elaboración de un cronograma referencial que garantizara la viabilidad del cambio de sistema. Este capítulo presenta los resultados alcanzados tras el diagnóstico técnico del sistema actual compuesto por bombas UB-F1000 acopladas a motores Cummins KTA-38 y el análisis comparativo con la alternativa tecnológica que consiste en bombas horizontales multietapa Baker Hughes 1050 impulsadas por motores eléctricos de 600 HP. A partir de la información recopilada, se creó un nuevo diseño conceptual que incluía la sustitución de lo mínimo necesario en la instalación mecánica, eléctrica y de control, así como la formulación de un plan básico de actividades establecido en fases de desmantelamiento, instalación, pruebas e integración. Los hallazgos, por lo tanto, formaron la base que subrayó la necesidad de mejorar la modernización tecnológica de la estación, lo que mejoraría la eficiencia operativa, la confiabilidad y la sostenibilidad.

5.1. Diagnóstico técnico del sistema actual

Teniéndose en cuenta que en el Centro Hoatzin, según el diagnóstico el sistema de inyección de agua está conformado por tres unidades principales de bombeo UB-F1000, cada una acoplada a un motor diésel Cummins KTA-38. Dentro del proceso de recolección de información, se obtuvo que estos equipos habían sido instalados en la década de los noventa y, a la fecha del levantamiento de la información, acumulaban más de veinte años de servicio continuo, lo que implicaba un desgaste progresivo en componentes mecánicos y una pérdida de eficiencia energética, en donde las bombas operaban en paralelo para garantizar el caudal requerido en los procesos de recuperación secundaria, mientras que los motores diésel suministraban la potencia necesaria para alcanzar presiones de inyección de hasta 1.000 psi. Sin embargo, la antigüedad de los equipos generó limitaciones significativas en cuanto a confiabilidad y disponibilidad, reflejadas en frecuentes paradas no programadas.

Figura 2.

Evidencia in situ de la conformación del sistema de agua del Centro Hoatzin



Nota. Fotografía tomada en el lugar de investigación Centro Hoatzin, por autoras – 2025

De igual manera, se logró constatar que el consumo de combustible representaba uno de los rubros más altos de los costos operativos de la estación, dado que la eficiencia de los motores se encontraba por debajo de los estándares recomendados por el fabricante. En cuanto a la infraestructura asociada, las unidades estaban dispuestas en una casa de bombas con cimentaciones de concreto originales, sistemas de tubería de impulsión en acero al carbono y un sistema de control básico sin integración a plataformas modernas de monitoreo en tiempo real. Esta configuración mostró que, aunque el sistema seguía cumpliendo su función operativa, se encontraba en condiciones tecnológicas obsoletas frente a las exigencias actuales de la industria.

Ahora bien, mientras se evaluaba el sistema de bombas existente durante el período del primer trimestre del año 2025 (tabla 1), se recopilaron registros operacionales que ayudaron a establecer la base de los rendimientos reales de las bombas impulsadas por diésel Cummins KTA-38 UB-F1000 junto con las bombas auxiliares. En la evaluación de los flujos, se encontró que la inyección media era de aproximadamente 948 gpm, lo que estaba por debajo de la capacidad nominal del fabricante, 1.050 gpm. Esto representa una pérdida del 10% de las condiciones de diseño. Con respecto a la presión, los datos mostraron una oscilación considerable entre 990 y 1.005 psi, lo que, durante ese tiempo, desestabilizó la operación y resultó en una disminución de las recuperaciones debido a una recuperación secundaria excesiva. En el conjunto de datos recopilados, la recuperación secundaria fue inferior al 60% y también se notó una disminución, lo que puede estar asociado con el desgaste del sello mecánico y otros componentes internos como el impulsor.

Tabla 1.**Registro operativo sistema bombeo bimestral - 2025**

Fecha	Equipo	Horas de Operación	Caudal (gpm)	Presión (psi)	Temperatura (°C)	Nivel de vibración (mm/s)	Consumo de diésel (gal/h)	Disponibilidad (%)	Paradas no programadas	Principales fallas
2025-01-10	Bomba UB-F1000 + Motor Cummins KTA-38	45200	940	995	82	6,2	210	91	2	Fugas en sello mecánico
2025-01-17	Bomba UB-F1000 + Motor Cummins KTA-38	45360	955	1005	85	6,5	215	90	3	Sobrecalentamiento motor
2025-01-24	Bomba UB-F1000 + Motor Cummins KTA-38	45520	948	990	88	6,8	218	89	3	Desgaste en cojinetes
2025-02-01	Bomba UB-F1000 + Motor Cummins KTA-38	45680	952	1002	87	7	220	88	4	Vibraciones elevadas
8/03/2025	Bomba UB-F1000 + Motor Cummins KTA-38	45840	945	998	90	7,3	225	87	4	Pérdida de presión súbita

Nota. Datos tomados de la observación y registro durante el primer trimestre del año 2025

Las temperaturas promedio registradas en los motores se comportaron térmicamente a 85 °C, que en varias ocasiones superaron el límite recomendado de 80 °C, aumentando así el riesgo de sobrecalentamiento y el desgaste acelerado de componentes críticos. Casi simultáneamente, los niveles de vibración oscilaron entre 6.2 y 7.3 mm/s. Estos valores fueron clasificados como de alto riesgo según la norma ISO 10816, que exige intervención urgente para prevenir daños catastróficos. Concurrentemente, el consumo específico de combustible del diésel fue de 0.25 galones por kWh, lo que significó un exceso de gastos en el presupuesto asignado al combustible y también hubo un aumento sustancial en las emisiones de CO₂. La disponibilidad operacional mostró una tendencia a la baja, pasando del 91% en enero al 87% en febrero, lo que se tradujo en un aumento en los tiempos de inactividad no programados, que fueron atribuidos principalmente a fugas de sellos mecánicos, sobrecalentamiento de motores y vibraciones excesivas. Esta falta de confiabilidad

deterioró los costos de mantenimiento correctivo, así como la continuidad operativa del proceso productivo.

De acuerdo con lo anterior y con relación a los modos de falla más frecuentes, se registraron fugas en sellos mecánicos, sobrecalentamiento de motores diésel, desgaste rápido de rodamientos y excesivas vibraciones en los trenes de potencia. Las pérdidas por falta de disponibilidad fueron causadas directamente por estos problemas y redujeron la disponibilidad promedio del equipo a aproximadamente el 88% durante el período evaluado. Los cálculos de tiempo operativo y de inactividad dieron como resultado un MTBF de 320 horas, lo que se traduce en una falla aproximadamente cada 13 días, mientras que el MTTR, debido a procesos de reparación complicados y a la espera de piezas de repuesto importadas, se estimó en un promedio de 14 horas. En términos financieros, los gastos no planificados resultaron en una sobreestimación de los planes anuales. Por ejemplo, en el primer trimestre, se superó el presupuesto anual por casi \$ 1.140.000.000 (tabla 2) debido a una planificación incorrecta, que surgió de políticas de sobre-reparación de alta frecuencia y consistencia para componentes críticos.

Tabla 2.**Registro de mantenimiento y fallas primer trimestre 2025**

Tipo de falla	Frecuencia (n°)	MTBF (h)	MTTR (h)	Costo asociado (COP)	Observaciones principales
Fugas en sello mecánico	5	350	12	30000000	Reemplazo frecuente de sellos
Sobrecalentamiento motor	3	400	18	32000000	Necesidad de limpieza radiador
Desgaste en cojinetes	4	310	15	26000000	Elevadas vibraciones
Vibraciones excesivas	6	290	14	26000000	Desbalanceo de ejes detectado
Totales	18	337	14	114000000	—

Nota. Datos tomados de la observación y registro durante el primer trimestre del año 2025

En primera instancia, los planes corregidos superaron el presupuesto asignado por valores notables, lo que destacó la naturaleza científicamente insostenible de las reparaciones. La frecuencia de las sobre-reparaciones críticas realmente destacó fallas críticas en los costos, que fueron mal gestionadas, incurriendo así en pérdidas a nivel de unidad. Estas pérdidas podrían haber resultado más beneficiosas si se hubieran dirigido a la inversión crítica a nivel de la unidad. Con cada incidente eliminado, efectivamente había agregado valor al presupuesto no planificado, ajustado a la baja; pero los cambios contribuyeron a la minimización de gastos repetitivos que incurrieron en tiempo y energía, siendo necesario que el recurso planificado se optimizara hacia la reversión de los planes de acuerdo con el nivel configurado. Estos resultados corroboraron que la obsolescencia del equipo afectó no solo la eficiencia operativa y la fiabilidad técnica del sistema, sino también la estabilidad financiera del proceso de funcionamiento.

El análisis económico sistematizado del sistema de bombeo en operación muestra que durante el primer trimestre de 2025, los costos de las bombas UB-F1000 impulsadas por los motores diésel Cummins KTA-38 se convirtieron en una carga para las finanzas de la estación. Los gastos de combustible se convirtieron en el único gasto más significativo, estimado en casi 480 millones de pesos (tabla 3). Esto es equivalente a un consumo de diésel a una tasa de US\$0.4/galón de 215 galones por hora. Además, los costos de los gastos de mantenimiento correctivo, que alcanzaron 114 millones de pesos, fueron provocados por la inestable tasa de fallas de los sellos mecánicos, rodamientos y sistemas de refrigeración. Al mismo tiempo, las actividades de mantenimiento planificado costaron 32 millones de pesos, cuya disponibilidad provocó un gasto de 58 millones de pesos en repuestos importados no críticos. Finalmente, el costo de los objetivos no alcanzados debido a los tiempos de inactividad no programados añadió 76 millones de pesos, que incluyó mano de obra ociosa durante los períodos inoperativos y la disminución de los volúmenes de inyección.

Las precipitaciones para el trimestre alcanzaron los 760 millones de pesos, superando los valores previstos en el presupuesto e indicando la falta de financiamientos en el sistema vigente. Esto también confirmaba que la ineficiencia generada por el software obsoleto se extendía mucho más allá de la confiabilidad operativa. Desde la perspectiva de la confiabilidad, la disponibilidad del sistema cayó al 87% en febrero de 2025, lo que limitó la inyección de agua ininterrumpida y los objetivos de recuperación secundaria. Esquema, adjuntiva, vectores y extensiva a sistema. desarrolló un círculo vicioso de altos costos operativos, baja confiabilidad y la ausencia de tecnologías de desarrollo más avanzadas.

Tabla 3.**Impacto económico sistema de bombeo primer trimestre 2025**

Concepto	Costo	Observaciones
Consumo de diésel (enero-marzo 2025)	\$ 480.000.000	Basado en consumo promedio 215 gal/h a 4000 COP/galón
Mantenimiento correctivo (enero-marzo 2025)	\$ 114.000.000	Costos acumulados por fallas recurrentes
Mantenimiento preventivo (enero-marzo 2025)	\$ 32.000.000	Incluye inspecciones y ajustes rutinarios
Repuestos importados críticos	\$ 58.000.000	Repuestos para bombas y motores
Costos asociados a paradas no programadas	\$ 76.000.000	Estimación de pérdidas de producción
Total consolidado trimestre	\$ 760.000.000	—

Nota. Datos tomados de la observación y registro durante el primer trimestre del año 2025

En este sentido, para el diagnóstico del impacto ambiental, se procuró evaluaciones sobre las emisiones, las cuales se determinaron con base en datos reportados para el consumo de combustible diésel en motores Cummins KTA-38 durante los primeros tres meses del año 2025. La metodología de cálculo de emisiones sigue la metodología de 2020 adoptada por IDEAM de EPA de Estados Unidos (2018), que reportó sobre los factores de emisión por combustión de diésel utilizados para los inventarios de emisiones de Colombia, los factores proporcionan el nivel de emisión para cada contaminante basado en el consumo de combustible diésel, con el uso de la siguiente fórmula:

$$Emisión(i) = Consumo\ de\ combustible(gal) \times Factor\ de\ emisión(i)$$

Donde: i , corresponde a cada contaminante que es de interés para este estudio de emisiones (CO_2 , NO_x , SO_2 y PM). Los factores de emisión utilizados para el cálculo de CO_2 , NO_x , SO_2 y PM fueron 10.21 kg/gal, 0.045 kg/gal, 0.004 kg/gal y 0.002 kg/gal respectivamente (tabla 4).

Tabla 4.

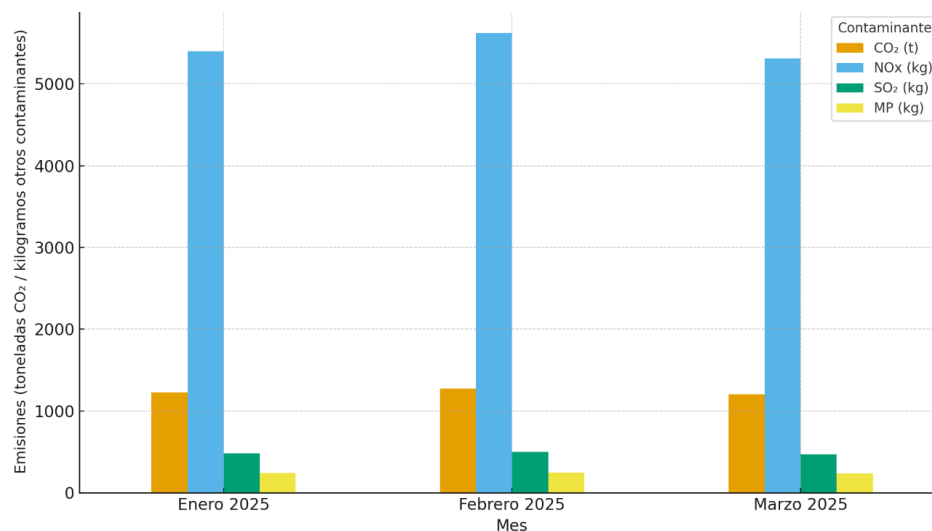
Impacto ambiental sistema bombeo 2025

Mes	Consumo diésel (gal)	Emisiones CO_2 (t)	Emisiones NO_x (kg)	Emisiones SO_2 (kg)	Emisiones MP (kg)
Enero 2025	120000	1225,2	5400	480	240
Febrero	125000	1276,25	5625	500	250
Marzo 2025	118000	1204,78	5310	472	236
Total trimestre	363000	3706,23	16335	1452	726

Nota. Datos tomados de la observación y registro durante el primer trimestre del año 2025

Figura 3.

Emisiones contaminantes del sistema de bombeo (ene-mar 2025)



Las emisiones finales computadas de CO₂ se convirtieron en toneladas métricas dividiendo los kilogramos calculados entre 1,000, mientras que el resto de los contaminantes se mantuvieron en kilogramos. Usando los datos de consumo mensual para enero (120,000 galones), febrero (125,000 galones) y marzo (118,000 galones), se calcularon las emisiones mensuales para cada contaminante como se muestra en la figura 3).

Los resultados indicaron que el sistema actual emitió 3,706.23 toneladas de CO₂, 16,335 kg de NO_x, 1,472 kg de SO₂ y 726 kg de PM durante el trimestre. Estos resultados indicaron que el medio ambiente se vio considerablemente afectado, especialmente los gases de efecto invernadero y NO_x, cuyas emisiones tienen un enfoque objetivo dentro de los compromisos ambientales de Colombia en la Resolución 909 de 2008 y los objetivos establecidos en el marco de la Estrategia Nacional de Economía Circular. Las evidencias recopiladas demostraron que el sistema operativo de motores diésel aumentó el costo energético y el sistema era más eficiente energéticamente, lo que resultó en un impacto negativo en el medio ambiente debido a la institución IPCC (particionado), TAC y la gestión de carbono EcoEficiente, y la huella de carbono de la institución aumentó.

En este diagnóstico se pudo establecer que las bombas UB-F1000 acopladas a los motores diésel Cummins KTA-38 se encontraban en un estado avanzado de obsolescencia tecnológica y operativa. Los parámetros de funcionamiento mostraron una pérdida sostenida de eficiencia hidráulica, un elevado consumo de combustible y frecuentes episodios de vibraciones y sobrecalentamiento, que derivaron en paradas no programadas y en la reducción progresiva de la disponibilidad operacional.

5.2. Análisis de compatibilidad con la infraestructura existente

La revisión de la infraestructura existente en la estación Hoatzin Centro evidenció que la casa de bombas había sido diseñada en la década de los noventa y mantenía su configuración original, lo que condicionaba su capacidad de adaptación a nuevas tecnologías. La inspección física permitió constatar que las cimentaciones de concreto, donde se encontraban ancladas las bombas UB-F1000 y los motores Cummins KTA-38, presentaban desgaste en bordes y fisuras superficiales, aunque conservaban su integridad estructural básica. El sistema de tuberías de impulsión estaba constituido por líneas en acero al carbono de 12 pulgadas, con uniones bridada y recubrimiento anticorrosivo deteriorado, lo que incrementaba el riesgo de fugas y corrosión acelerada como se muestra a continuación en la figura 4.

Figura 4.

Tuberías de impulsión



Nota. Fotografía tomada en el lugar de investigación Centro Hoatzin, por autoras – 2025 (el color de UB-F1000 varía según la ubicación)

En cuanto al sistema eléctrico, se encontró que la instalación se limitaba a tableros de control convencionales para motores diésel, sin la infraestructura requerida para alimentar equipos de gran potencia eléctrica. El sistema de control existente se reducía a un monitoreo local mediante indicadores analógicos, sin integración a plataformas modernas tipo SCADA como, finalmente, la disposición espacial de la sala de bombeo mostraba limitaciones de espacio útil para la instalación de equipos adicionales, aunque permitía proyecciones de reubicación con adecuaciones menores. Estos hallazgos confirmaron que, aunque la infraestructura era funcional para la operación actual, resultaba insuficiente para albergar de manera inmediata un sistema más avanzado sin realizar adecuaciones complementarias.

En este sentido, con la necesidad reforzada se procuró realizar un análisis para el nuevo sistema, el cual incluyó la recopilación de información técnica sobre las bombas multietapas horizontales Baker Hughes 1050 para la modernización de la estación Hoatzin Centro. Estas bombas presentaban un rango de caudal nominal de hasta 1.200 gpm y presiones de descarga superiores a 1.200 psi, lo que garantizaba un margen operativo adecuado frente a los requerimientos de inyección. Su diseño multietapas ofrecía mayor eficiencia hidráulica, estimada en un 78 %, y mejor desempeño en aplicaciones de recuperación secundaria. Cada bomba fue proyectada (como se muestra en la figura 5) para acoplarse a motores eléctricos de 600 HP, diseñados bajo la norma IEC 60034-30-1, con eficiencia clasificada en el nivel IE3 (alta eficiencia energética), lo que representaba una reducción significativa en los costos de operación frente a los motores diésel.

En cuanto a dimensiones y peso, los equipos presentaban medidas mayores que las unidades existentes, con una longitud aproximada de 3,2 m y un peso de 4,5 toneladas, lo que implicaba la necesidad de adecuaciones estructurales en cimentaciones. A nivel de integración, los motores

eléctricos requerían alimentación en media tensión (4,16 kV), junto con tableros de control automatizados y compatibilidad plena con sistemas de supervisión SCADA. Desde el punto de vista normativo, las bombas cumplían con la API 610 (ISO 13709:2021), estándar internacional para bombas centrífugas utilizadas en refinerías e industrias de proceso, lo que aseguraba su confiabilidad y durabilidad en condiciones críticas. Estos equipos, en conjunto, ofrecían la capacidad de incrementar la eficiencia del sistema, reducir la dependencia de combustibles fósiles y sentar las bases para una operación alineada con prácticas de sostenibilidad y eficiencia energética.

Figura 5.

Proyección del nuevo sistema



De este modo, el análisis comparativo realizado entre el sistema actual con bombas UB-F1000 acopladas a motores diésel Cummins KTA-38 y el sistema propuesto con bombas Baker Hughes 1050 impulsadas por motores eléctricos de 600 HP nos permitió conocer la diferencia más destacada en rendimiento, eficiencia e infraestructura. El sistema actual estaba limitado en flujo efectivo, pérdidas de energía debido a ineficiencia hidráulica y alto consumo de diésel, lo que

culminó en altos costos operativos y mantenimiento correctivo frecuente. En comparación, el sistema propuesto mostró mejor eficiencia hidráulica debido a las bombas de diseño multietapa acopladas a motores eléctricos de alta eficiencia que cumplen con la norma IEC 60034-30-1, lo que también redujo el costo energético y disminuyó el costo total de emisiones de gases de efecto invernadero. Desde el punto de vista estructural, las bombas propuestas necesitaban modificaciones en las cimentaciones y la instalación de una subestación eléctrica de media tensión. También integraron automatización tipo SCADA, lo que fue una mejora significativa en comparación con el actual sistema de supervisión analógico. En general, la comparación mostró que a pesar de todos los cambios necesarios, el reemplazo era sensato y proporcionaba beneficios operativos, económicos y ambientales.

Tabla 5.

Comparación técnica del sistema actual vs. sistema propuesto

Parámetro	Sistema actual: UB-F1000 + Cummins KTA-38	Sistema propuesto: Baker Hughes 1050 + Motor Eléctrico 600 HP
Caudal nominal	950 gpm	1.200 gpm
Presión máxima de descarga	950 psi	1.200 psi
Eficiencia hidráulica	62 %	78 %
Consumo energético	110 gal/h de diésel (~ 3.706 t CO ₂ /trimestre)	450 kWh/hora (cero emisiones directas)
Tipo de motor	Diésel Cummins KTA-38 (1.200 HP)	Eléctrico 600 HP, norma IEC 60034-30-1 (IE3)
Mantenimiento	Correctivo frecuente (alto costo)	Preventivo y predictivo (bajo costo relativo)

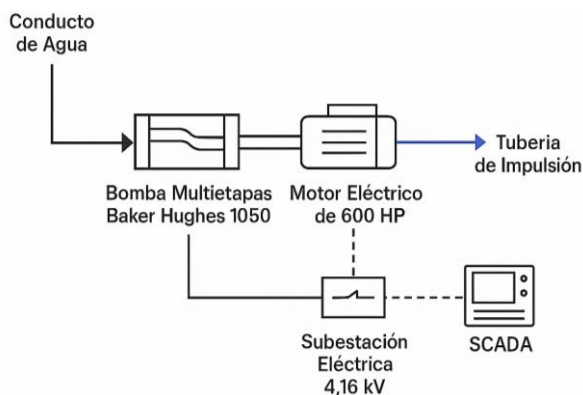
Infraestructura requerida	Bases de concreto existentes, tableros convencionales	Reforzamiento de cimentaciones y subestación eléctrica 4,16 kV
Normas aplicables	Operación convencional, sin norma específica	API 610 (bombas), IEC 60034-30-1 (motores eléctricos)

Fuente. Información recabada en el proceso de investigación del nuevo sistema. Autoras – 2025

Por otra parte, el arreglo conceptual del sistema propuesto se ilustró utilizando un croquis técnico que permitió la visualización de la integración de los componentes principales de la modernización (figura 6). En el diagrama, se ilustraron bombas multietapas horizontales Baker Hughes 1050, acopladas a motores eléctricos de 600 HP y conectadas a la línea de descarga a través de válvulas y accesorios de acero. También se ilustró la subestación que se utiliza para garantizar la alimentación de los equipos eléctricos y la integración del sistema SCADA, lo que reflejó la integración de tecnologías de monitoreo y control en tiempo real. Esta representación facilitó la identificación de los puntos críticos de integración, así como las modificaciones necesarias en la infraestructura civil y eléctrica, confirmando así la coherencia técnica del diseño en relación con los objetivos propuestos.

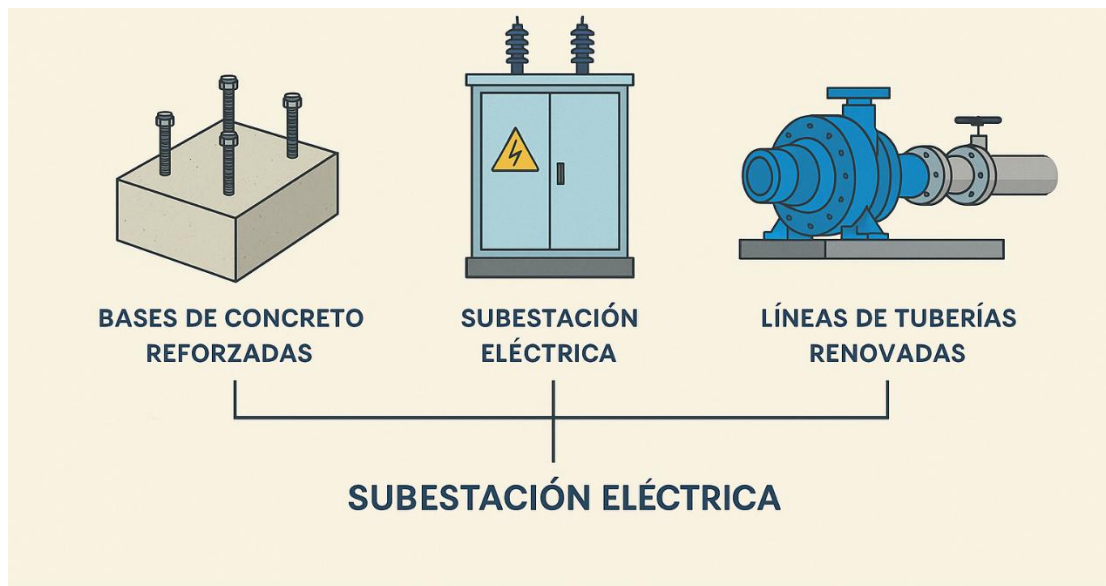
Figura 6.

Esquemática de la disposición del sistema propuesto



Nota. Elaboración propia mediante Imagen Creator – 2025

La evaluación efectuada reveló que la puesta en marcha del sistema de bombeo proyectado implicaba ajustes en los componentes estructurales y eléctricos a fin de que las operaciones se realicen en condiciones de seguridad y eficiencia. Desde la vertiente civil, se corroboró que las fundaciones existentes no ofrecían la capacidad portante requerida por la combinación del peso y las dimensiones de las bombas modelo Baker Hughes 1050 y de los motores de 600 HP, por lo que se decidió diseñar nuevas cimentaciones de hormigón armado provistas de pernos de anclaje con alta resistencia y recubrimiento anticorrosivo. Se resolvió, por idénticas razones, aumentar la superficie de las plataformas de operación y los pasillos de circulación, asegurando así un acceso adecuado que optimice las tareas de mantenimiento tanto preventivo como correctivo. Desde la óptica eléctrica, se concluyó que era preciso proceder a la instalación de una subestación de media tensión que opere a 4,16 kV, dotada de transformadores, celdas de protección y tableros de distribución que respondan a las normas más actualizadas, así como de canalizaciones y bandejas portacables que garanticen un orden y seguridad satisfactoria para el tendido de cables. Se deliberó, de manera complementaria, sobre la incorporación de un sistema de control y adquisición de datos (SCADA) que realice el seguimiento en tiempo real, lo cual a su vez conlleva ajustes en las redes de comunicación que operan en el entorno industrial.

Figura 7.**Adecuaciones necesarias para el nuevo sistema**

Nota. Elaboración propia a través de ImagenCreator– 2025

Se propuso como se muestra en la figura 8, la renovación de los tramos de tubería de impulsión mediante la aplicación de recubrimientos anticorrosivos de última tecnología, complementada por la instalación de válvulas y accesorios con certificación en normas internacionales, de forma tal que se garantizara la robustez funcional del conjunto de infraestructuras modernizadas.

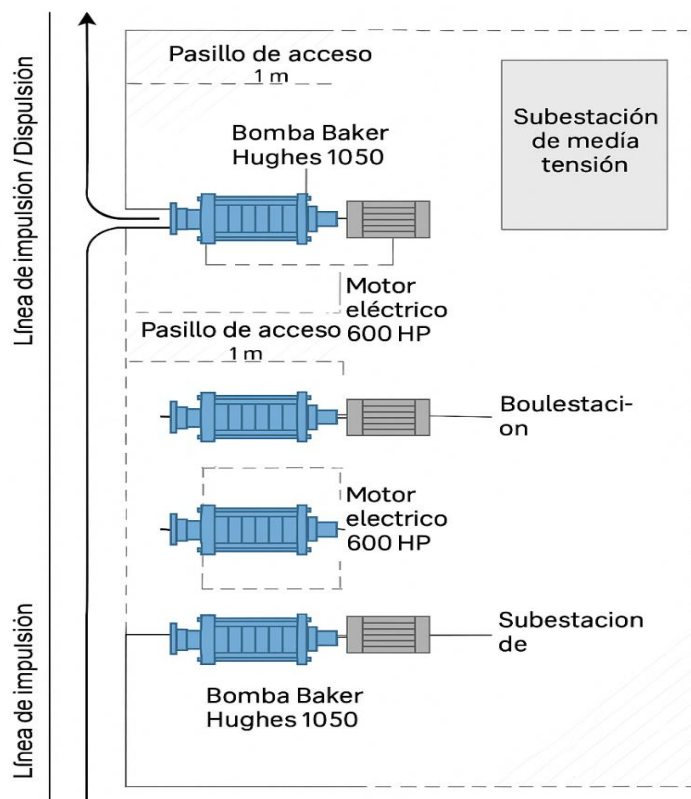
Figura 8.**Propuesta para la renovación de tuberías****5.3. Diseño conceptual de la sustitución**

El diseño del sistema propuesto se realizó teniendo en cuenta la disposición de la casa de bombas y la facilidad de acceso para operaciones y mantenimiento. Las tres bombas horizontales multietapas Baker Hughes 1050 y sus motores eléctricos de 600 HP se alinearon en paralelo y se montaron sobre nuevas bases de concreto reforzado. Las unidades de bombeo se sostenían de tal manera que la base soportara fácilmente su peso y dimensiones. El equipo se posicionó de modo que las succiones de agua estuvieran alineadas con la línea de agua de alimentación y las descargas fueran directamente a la tubería principal de descarga para reducir las pérdidas de carga y utilizar el espacio disponible. Se dejaron pasillos laterales y frontales de un metro de ancho para permitir

la circulación del personal durante inspecciones de rutina y maniobras de mantenimiento. El lado este de la sala fue la ubicación propuesta para la subestación de media tensión con acceso separado por razones de seguridad eléctrica y en la zona trasera estaban las bandejas de cables que proporcionan acceso a los motores de control. También se dejaron espacios para el sistema integrado con la plataforma SCADA para válvulas, dispositivos de seguridad y sensores. Esta organización hizo posible diseñar orden, seguridad y funcionalidad de acuerdo con los estándares de instalación de ingeniería industrial.

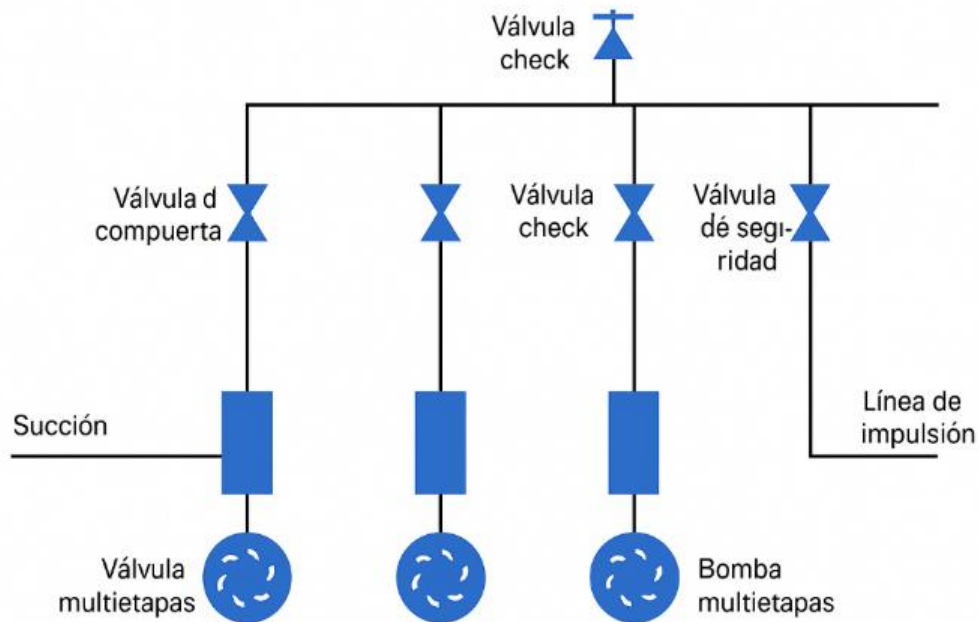
Figura 9.

Disposición general del sistema



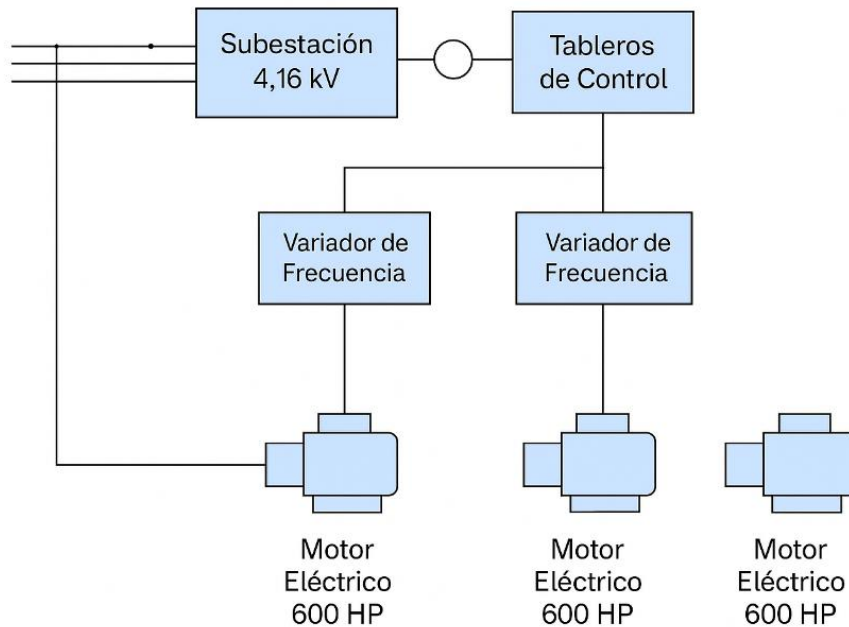
Nota. Diseño propio a través de ImagenDesigner – 2025

Para el funcionamiento de las bombas multietapas Baker Hughes 1050, la Hidráulica de la Nueva Estación de Bombeo (ver figura 10) debe ser compatible con la línea de impulsión existente, y las bombas deben ser operadas en condiciones óptimas de desempeño y eficiencia. Cada bomba unidad seccionada fue conectada a un ducto de succión de acero al carbono de 12 pulgadas, equipado con válvulas de bola y un filtrante de tipo canasta, que asegura el flujo libre de partículas de manera continua. Descargas de ducto de 10 pulgadas de diámetro, equipados con válvulas de retención y pasadores API 598, dispositivos de protección contra pérdidas, válvulas de seguridad, y en cumplimiento con la normativa, válvulas de retención para evitar reversales de presión para proteger los dispositivos. De todos los ductos, con recubrimiento de epóxido por dentro y por fuera con cumplimiento NACE MR0175, que protege contra la corrosión y deterioro de fluidos intrincados. Para proteger las juntas de la pérdida de fluidos, bridas, aislamiento de tuberías y acoplamientos de vibración, para un mantenimiento más fácil. El sistema SCADA de los manómetros y transmisores de presión (monitoreo en tiempo real) y presión a lo largo de la tubería para válvulas automáticas de control, SCADA se lleva a cabo para el control del nivel de fluidos. Este sistema hidráulico ha reforzado el diseño para ser robusto, seguro y eficiente. También cumple con estándares internacionales de fiabilidad para la inyección de agua en sistemas de recuperación secundaria.

Figura 10.*Diagrama hidráulico esquemático*

Nota. Diseño propio a través de ImagenDesigner – 2025

Con relación al diseño eléctrico del nuevo sistema de bombeo (figura 11) incluyó la instalación de una subestación para el medio de nivel de goteo de 4.16kV con el propósito de garantizar un suministro eléctrico fiable y adecuado de 600 HP para los motores. La subestación fue dispuesta con transformadores de potencia de 1.5 MVA, una celda de protección con interruptores de vacío y tableros de distribución con control basado en relés digitales, lo que permitió el control seguro y protectivo selectivo de cada línea de alimentación. Los motores estaban conectados a través de arranques suaves y Variadores de Frecuencia (VFD), que permitieron el control de flujo y presión sin afectar la estabilidad eléctrica.

Figura 11.***Esquema eléctrico***

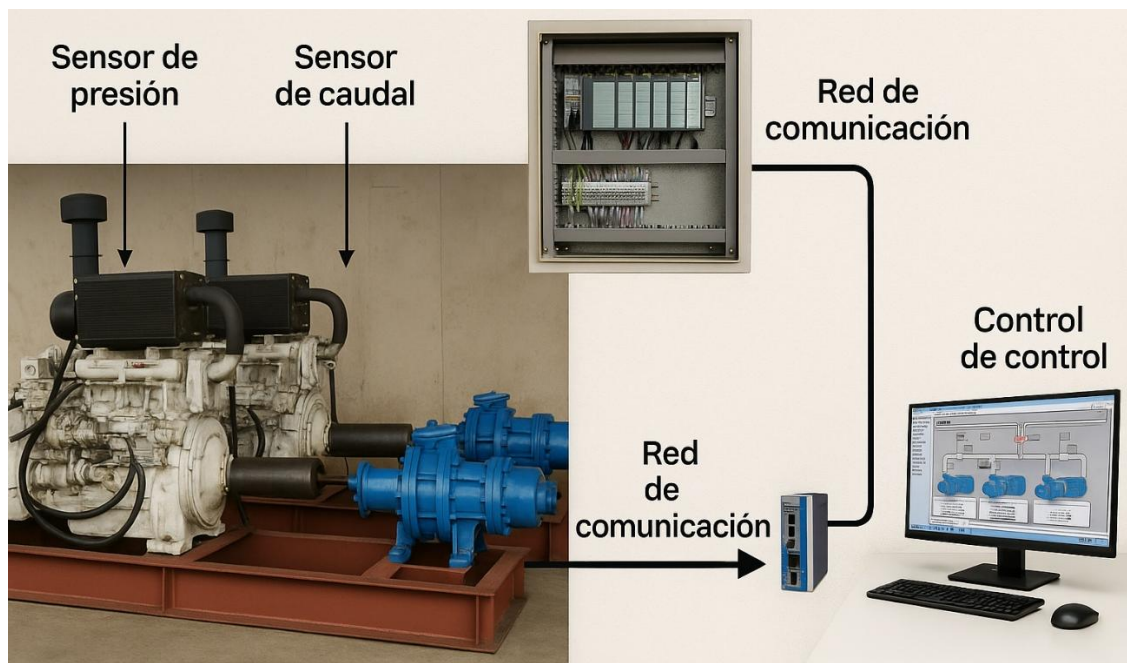
Nota. Diseño propio a través de ImagenDesigner – 2025

Los cables de potencia se instalaron en bandejas de cable de acero al carbono y están protegidos contra la corrosión, además se condujeron a través de ductos subterráneos en secciones críticas del diseño, reduciendo los riesgos de interferencia electromagnética. El pedido separado de instrumentos de baja tensión y cableado de control en diferentes ductos facilitó la integración del sistema SCADA. El sistema SCADA diseñado en el país también integró VFDs con el sistema de puesta a tierra conformado por pararrayos y sistemas de puesta a tierra según el diseño del sistema del país. En conjunto, estos enlaces aseguraron la fiabilidad de los sistemas, el cumplimiento de las expectativas regulatorias, la capacidad operativa y la capacidad de funcionar bajo estándares internacionales de seguridad y eficiencia de sistemas.

La modernización del sistema de inyección incluyó así la integración completa con la plataforma SCADA (figura 12) adaptada para consolidar la supervisión y el control del equipo en tiempo real. Cada bomba fue equipada con sensores de presión de succión y descarga, transmisores de flujo electromagnético y sensores de temperatura en rodamientos y sellos, lo que generó datos de rendimiento hidráulico y mecánico en tiempo real. Estos dispositivos estaban conectados a controladores lógicos programables (PLC) montados en paneles de automatización que procesaban los datos y los enviaban al sistema SCADA a través de protocolos estándar como Modbus TCP/IP y Ethernet/IP.

Figura 12.

Esquema SCADA

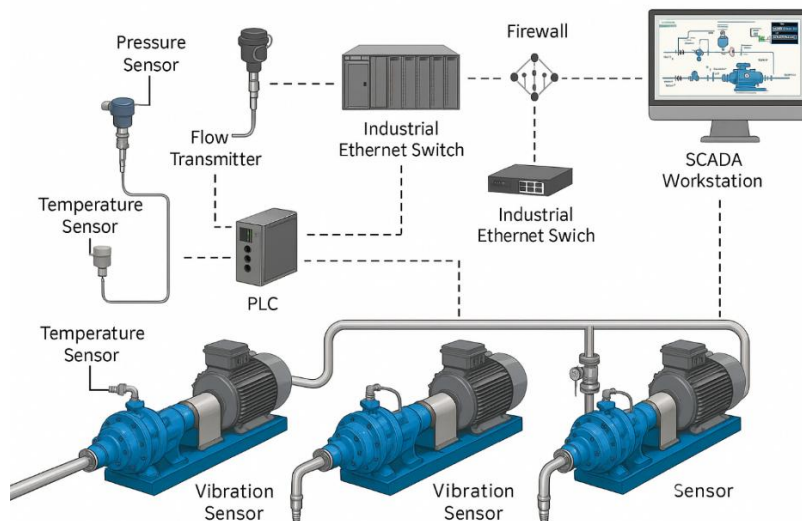


Nota. Diseño propio a través de ImagenDesigner – 2025

El software incluía alarmas que se podían configurar para condiciones críticas como alarmas de sobrepresión, flujo insuficiente y sobrecalentamiento de motores, con notificaciones en tiempo real al operador. La interfaz gráfica del sistema SCADA se desarrolló con pantallas sinópticas que mostraban el estado de cada bomba y monitorizaban el flujo y las válvulas de control en los delimitadores, permitiendo el análisis de tendencias y la generación automática de informes. Tal integración mejoró la optimización del mantenimiento predictivo y disminuyó el tiempo de inactividad operativo, la seguridad operativa y la trazabilidad completa de todos los eventos del sistema, Hoatzin Centro fue la primera estación en implementar un modelo utilizando sistemas integrados para estandarizar la gestión digital operativa con los parámetros de la Industria 4.0 (figura 13).

Figura 13.

Plano SCADA en VisionPlaner



Nota. Plano completo del sistema SCADA en versión bilingüe

Nota. *Bombas y motores: mostrados como equipos principales del proceso.

**Sensores: presión en succión y descarga, caudalímetros, medidores de temperatura y vibración.

- ***PLC/RTU: gabinetes con controladores lógicos programables que recogen señales de los sensores.
- ***Red de comunicación: cableado Ethernet industrial o fibra óptica (en algunos casos radioenlace) con switches.
- ***Servidor SCADA: estación de control central con pantallas sinópticas.
- ***Alarmas y notificaciones: indicadores en pantalla o sistemas de respaldo.
- ***Seguridad cibernética: firewall o router industrial que proteja la red de control.

6. Evaluación del desempeño

La evaluación del rendimiento del nuevo sistema de bombeo en la estación Hoatzin Centro se desarrolló para contrastar metodológicamente sus capacidades frente a las deficiencias diagnosticadas anteriormente del sistema existente. Para esto, se consideraron tres dimensiones. Estas fueron la eficiencia energética operativa, la fiabilidad operativa y los costos totales de operación y mantenimiento. Cada subsistema modernizado se registró en relación con los registros históricos analizados del viejo sistema. Estos viejos registros históricos se complementaron con datos capturados después de la operación del subsistema modernizado, lo que ayudó a formar criterios rígidos. Se utilizaron técnicas aceptadas por la industria, como el cálculo de eficiencias hidráulicas, mediciones de fluidos y presión, y otras métricas de fiabilidad como MTBF y MTTR para la continuidad operativa. Se llevó a cabo una evaluación económica detallada que consideró los costos de energía, los desembolsos de mantenimiento y los gastos ocasionados por interrupciones no programadas. Este marco metodológico general proporcionó una perspectiva comparativa integral que evaluó el sistema en términos de su rendimiento operativo registrado, equilibrado contra repercusiones económicas y ecológicas, validando el reemplazo en un sentido práctico.

6.1. Metodología de evaluación

La metodología de evaluación utilizada se basó en la recolección, análisis y comparación de sus atributos técnicos, energéticos y económicos. Primero, se utilizó la base de datos del sistema compuesto por bombas UB-F1000 y motores diésel de Cummins, KTA 38, para establecer una línea base sobre los flujos, presiones, eficiencias hidráulicas, consumos de combustible y costos de mantenimiento. Posteriormente, se capturaron los parámetros operativos del sistema mejorado, compuesto por bombas Baker Hughes 1050 y motores eléctricos de 600 HP, utilizando sistemas de medición de flujo, presión y temperatura SCADA. Para el análisis energético, el consumo de diésel se convirtió en equivalentes energéticos (kWh), permitiendo una comparación directa con el consumo eléctrico del nuevo sistema. Para la fiabilidad, se calcularon los indicadores MTBF y MTTR en ambos casos y se estableció la frecuencia de fallos y el tiempo medio de reparaciones. Finalmente, se realizó un análisis económico que incluyó los costos de combustible, electricidad, piezas de repuesto y paradas no programadas, así como los ahorros proyectados para uno y cinco años. Este método aseguró un contraste sistemático y verificable, respaldado en normas y estándares técnicos de la industria.

6.1.1. Evaluación del desempeño hidráulico

Este estudio sobre el rendimiento hidráulico buscó hacer una comparación sistemática entre el sistema de bombeo formado por las bombas UB-F1000 acopladas a motores diésel Cummins KTA-38, y el sistema modernizado formado por bombas eléctricas de 600 HP Baker Hughes 1050. El enfoque fue determinar axiomáticamente la capacidad de cada disposición para entregar un flujo y presión constantes, y la eficiencia hidráulica asociada, definida como la relación entre el trabajo hidráulico realizado sobre el fluido y el trabajo entregado por el eje de la máquina. Los registros

procesados para el primer trimestre de 2025 capturan la variabilidad operacional del sistema diésel y el funcionamiento estable del sistema eléctrico.

En la Tabla 6 se presentan los valores de caudal y presión medidos en los equipos durante los meses de enero, febrero y marzo de 2025, junto con la altura manométrica calculada, la potencia hidráulica transmitida y la eficiencia resultante. Los valores evidencian un comportamiento menos uniforme en el sistema diésel, con descensos notorios en febrero, mientras que el sistema eléctrico mantuvo estabilidad tanto en caudal como en presión.

Tabla 6.

Registro comparativo de desempeño hidráulico (enero–marzo 2025)

Mes	Caudal diésel (gpm)	Presión diésel (psi)	Altura diésel (ft)	Potencia hidráulica diésel (HP)	BHP diésel (HP)	η diésel (%)	Caudal eléctrico (gpm)	Presión eléctrica (psi)	Altura eléctrica (ft)	Potencia hidráulica eléctrico (HP)	BHP eléctrico (HP)	η eléctrico (%)	Potencia eléctrica (kW)
Enero 2025	950	950	2194,5	526,5	900	58,5	1200	1200	2772,0	840,0	1076,9	78,0	803,4
Febrero 2025	930	910	2102,1	493,7	900	54,9	1190	1180	2725,8	819,1	1050,1	78,0	783,4
Marzo 2025	970	980	2263,8	554,5	900	61,6	1205	1210	2795,1	850,5	1090,4	78,0	813,5

La tabla anterior, fue el resultado de la aplicación de la aplicación de las siguientes ecuaciones

Ecuación 1.

Altura manométrica total (ft)

$$H = 2,31 \cdot P_{descarga} \text{ (psi)}$$

Ecuación 2.

Potencia hidráulica transmitida (HP)

$$HP_{hid} = \frac{Q(\text{gpm}) \times H(\text{ft})}{3960}$$

Ecuación 3.

Eficiencia hidráulica (%)

$$\eta = \frac{HP_{hid}}{BHP} \times 100$$

Donde Q es el caudal bombeado, P la presión de descarga y BHP la potencia de eje suministrada por el motor de accionamiento.

El sistema diésel registró caudales entre 930 y 970 gpm, con presiones de 910 a 980 psi y eficiencias hidráulicas variables entre 54,9 % y 61,6 %, lo que reflejó pérdidas asociadas al desgaste de componentes y a la falta de control sobre el punto de operación. Por su parte, el sistema eléctrico operó de manera estable en torno a 1.190–1.205 gpm y 1.180–1.210 psi, logrando una eficiencia consistente del 78 % en todos los meses evaluados, con potencias de eje en el rango de 1.050–1.090 HP (= 783–814 kW).

6.1.2. Evaluación de la eficiencia energética

La evaluación de la eficiencia energética tuvo como propósito cuantificar la diferencia en consumo y costos energéticos entre el sistema basado en motores diésel Cummins KTA-38 y el sistema modernizado con motores eléctricos de 600 HP, durante el primer trimestre de 2025. El análisis se fundamentó en registros operativos de horas efectivas de bombeo, volúmenes bombeados, consumos de diésel y energía eléctrica, y los respectivos costos calculados con las tarifas vigentes. Este contraste permitió dimensionar el impacto directo de la sustitución en términos de ahorro energético, reducción de emisiones y sostenibilidad económica de la operación.

Tabla 7.**Comparación del desempeño energético entre sistema diésel y sistema eléctrico (enero–marzo 2025)**

Mes	Horas efectivas diésel	Horas efectivas eléctrico	Volumen bombeado diésel (m ³)	Volumen bombeado eléctrico (m ³)	Consumo diésel (gal)	Costo diésel (COP)	Consumo eléctrico (kWh)	Costo eléctrico (COP)	Costo específico diésel (COP/m ³)	Costo específico eléctrico (COP/m ³)
Enero 2025	677 h	722 h	146.866	196.756	145.555	\$582.220.000	324.768	\$194.861.000	3.965,8	990,4
Febrero 2025	605 h	652 h	130.472	177.598	129.958	\$520.132.000	293.312	\$175.987.000	3.985,9	991,0
Marzo 2025	647 h	722 h	141.166	192.866	139.124	\$556.496.000	324.768	\$194.861.000	3.940,0	990,6

En donde se utilizaron las siguientes ecuaciones:

Ecuación 4.

Volumen bombeado mensual (m^3)

$$V = Q(m^3/h) \times H_{ef}$$

Ecuación 5.

Consumo energético mensual diésel

$$C_{comb} = Consumo (gal/h) \times H_{ef}$$

Ecuación 6.

Consumo energético mensual eléctrico

$$E = P(kW) \times H_{ef}$$

Ecuación 7.

Costo energético mensual total

$$C_{mes} = C_{comb} \times P_{gal} \text{ o } E \times T_{Tkw h}$$

Ecuación 8.

Costo específico (COP/m^3)

$$C_{esp} = \frac{C_{mes}}{V}$$

Los resultados demostraron que el sistema eléctrico redujo en promedio un 67 % los costos energéticos mensuales en comparación con el sistema diésel, pasando de valores de \$520.000.000 - \$582.000.000 a 176–195 millones de COP. Asimismo, el costo específico descendió de aproximadamente 3.950–3.985 \$/m³ en el sistema diésel a 990 \$/m³ en el sistema eléctrico, lo que

representó una reducción del 75 %. Por tanto, el análisis energético confirmó que la sustitución del sistema de bombeo aportó beneficios significativos no solo en términos de reducción de costos, sino también en sostenibilidad ambiental. Eliminar el consumo de diésel disminuyó la huella de carbono de la estación, eliminando la emisión de miles de toneladas de CO₂ al año y reduciendo la dependencia de combustibles fósiles. La mayor eficiencia del motor eléctrico y la estabilidad de operación del sistema contribuyeron a optimizar la relación entre energía utilizada y volumen bombeado, ubicando a la estación Hoatzin Centro en línea con los estándares de eficiencia exigidos en la industria petrolera internacional.

6.1.3. Confiabilidad operativa

La confiabilidad operativa constituye un factor crítico en sistemas de inyección de agua, dado que las interrupciones no programadas impactan directamente en la recuperación secundaria de crudo y en los costos asociados a producción diferida. Con el fin de comparar la confiabilidad del sistema antiguo con el sistema modernizado, se analizaron los registros de fallas, tiempos de reparación y disponibilidad durante el primer trimestre de 2025. A partir de dichos datos se calcularon los indicadores internacionales de referencia: el MTBF (*Mean Time Between Failures*) y el MTTR (*Mean Time To Repair*), así como la disponibilidad operacional.

En la Tabla 8 se consolidan los eventos registrados en ambos sistemas, reflejando la frecuencia de fallas y la duración de las intervenciones técnicas realizadas.

Tabla 8.**Registro comparativo de confiabilidad operativa (enero–marzo 2025)**

Mes	Fallas sistema diésel	Tiempo total de reparación (h)	MTBF diésel (h)	MTTR diésel (h)	Disponibilidad (%)	Fallas sistema eléctrico	Tiempo total de reparación (h)	MTBF eléctrico (h)	MTTR eléctrico (h)	Disponibilidad (%)
Enero 2025	3	36	225	12	91,0	1	6	721	6	99,2
Febrero 2025	4	42	151	10,5	90,0	1	4	652	4	99,4
Marzo 2025	5	48	129	9,6	87,0	1	5	722	5	99,3

Los anteriores datos, presente en la tabla 8 fueron el resultado de la aplicación de las siguientes fórmulas:

Ecuación 9.*Tiempo medio entre fallas (MTBF)*

$$MTBF = \frac{H_{ef}}{N_{fallas}}$$

Ecuación 10.*Tiempo medio de reparación (MTTR)*

$$MTTR = \frac{T_{rep}}{N_{fallas}}$$

Ecuación 11.*Disponibilidad operacional (%)*

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \times 100$$

Donde H_{eFH} corresponde a las horas efectivas de operación mensual, N_{fallas} al número de fallas y T_{rep} al tiempo total de reparación. El sistema diésel presentó entre 3 y 5 fallas mensuales, con tiempos totales de reparación de 36–48 horas, lo que generó MTBF en el rango de 129–225 horas y MTTR entre 9 y 12 horas. En consecuencia, su disponibilidad operativa varió de 87 % a 91 %, evidenciando vulnerabilidad frente a la demanda continua de la estación. En contraste, el sistema eléctrico registró únicamente 1 falla mensual, con tiempos de reparación de 4–6 horas y MTBF superiores a 650 horas, lo que permitió alcanzar disponibilidades cercanas al 99,3 %.

Estos resultados mostraron que la sustitución del sistema de inyección impactó positivamente la confiabilidad operativa. El aumento de disponibilidad superior al 8–12 % redujo considerablemente las pérdidas de producción por interrupciones, fortaleciendo la continuidad del proceso de inyección. El menor MTTR del sistema eléctrico respondió a la simplicidad en el mantenimiento preventivo y al soporte de sistemas de monitoreo en línea, que anticiparon fallas mediante alarmas predictivas. De esta manera, la estación Hoatzin Centro no solo mejoró su eficiencia hidráulica y energética, sino que también consolidó la confiabilidad del proceso, elemento clave en la sostenibilidad de la producción petrolera.

6.1.4. Evaluación de costos operativos

El análisis de costos operativos se realizó con el propósito de determinar el impacto económico global de la sustitución del sistema de inyección de agua, integrando no solo el

consumo energético ya evaluado, sino también los gastos asociados al mantenimiento preventivo y correctivo, la reposición de repuestos y las pérdidas derivadas de paradas no programadas. Para tal efecto, se recopilaron los registros contables y técnicos de la estación Hoatzin Centro durante el primer trimestre de 2025, diferenciando entre los costos incurridos por el sistema basado en motores diésel y aquellos del sistema modernizado con motores eléctricos. El sistema diésel presentó una alta recurrencia de mantenimientos correctivos y un consumo elevado de combustible, lo que incrementó significativamente sus costos totales de operación. En contraste, el nuevo sistema evidenció menores necesidades de intervención, mayor eficiencia energética y una reducción considerable en las horas de indisponibilidad, lo que se tradujo en ahorros directos y sostenidos. Con base en esta información, se elaboró una proyección de los costos acumulados a mediano plazo, con el fin de dimensionar los beneficios económicos de la modernización implementada.

Tabla 9.**Registros contables primer trimestre - 2025**

Mes	Sistema	Código Cuenta	Concepto	Valor
Enero 2025	Diésel	5105-01	Energía (combustible)	\$ 582.220.000
Enero 2025	Diésel	5110-02	Mantenimiento correctivo y preventivo	\$ 85.000.000
Enero 2025	Diésel	5190-03	Pérdidas por paradas no programadas	\$ 60.000.000
Enero 2025	Eléctrico	5205-01	Energía (eléctrica)	\$ 194.861.000
Enero 2025	Eléctrico	5210-02	Mantenimiento preventivo	\$ 40.000.000
Enero 2025	Eléctrico	5290-03	Costos de paradas no programadas	\$ 10.000.000
Febrero 2025	Diésel	5105-01	Energía (combustible)	\$ 520.132.000
Febrero 2025	Diésel	5110-02	Mantenimiento correctivo y preventivo	\$ 92.000.000
Febrero 2025	Diésel	5190-03	Pérdidas por paradas no programadas	\$ 75.000.000
Febrero 2025	Eléctrico	5205-01	Energía (eléctrica)	\$ 175.987.000
Febrero 2025	Eléctrico	5210-02	Mantenimiento preventivo	\$ 42.000.000
Febrero 2025	Eléctrico	5290-03	Costos de paradas no programadas	\$ 12.000.000
Marzo 2025	Diésel	5105-01	Energía (combustible)	\$ 556.496.000
Marzo 2025	Diésel	5110-02	Mantenimiento correctivo y preventivo	\$ 98.000.000

Marzo 2025	Diésel	5190-03	Pérdidas por paradas no programadas	\$ 80.000.000
Marzo 2025	Eléctrico	5205-01	Energía (eléctrica)	\$ 194.861.000
Marzo 2025	Eléctrico	5210-02	Mantenimiento preventivo	\$ 45.000.000
Marzo 2025	Eléctrico	5290-03	Costos de paradas no programadas	\$ 10.000.000

Posterior a esto, se hizo una proyección a cinco años lo que dio como resultado la tabla 10.

Tabla 10.

Proyección a cinco años

Año	Costo diésel anual (COP)	Costo eléctrico anual (COP)	Ahorro anual (COP)	Ahorro acumulado (COP)
2025	\$ 8.595.392.000	\$ 2.898.836.000	\$ 5.696.556.000	\$ 5.696.556.000
2026	\$ 9.140.669.440	\$ 3.012.229.440	\$ 6.128.440.000	\$ 11.824.996.000
2027	\$ 9.720.538.378	\$ 3.130.058.478	\$ 6.590.479.900	\$ 18.415.475.900
2028	\$ 10.337.193.242	\$ 3.252.496.622	\$ 7.084.696.620	\$ 25.500.172.520
2029	\$ 10.992.967.669	\$ 3.379.724.164	\$ 7.613.243.505	\$ 33.113.416.025

La evaluación económica se estructuró trasladando a base anual los costos operativos mensuales observados en el primer trimestre de 2025 para ambos esquemas; así, el costo anual base quedó como $C_0 = C_{mes} \times 12$. Sobre esa base se aplicaron tasas de crecimiento nominal diferenciadas por composición de rubros, de modo que el costo anual en el año t resultó de $C_t = C_0 \times (1 + g_{ef})^t$ donde g_{ef} incorpora los pesos contables de energía, mantenimiento y paradas de cada sistema; con la estructura del trimestre, el diésel tuvo $g_{ef} = 6,34\%$ y el eléctrico $g_{ef} =$

3,91%. El ahorro anual se definió como $A_t = C_t^{diésel} - C_t^{eléctrico}$ y la serie acumulada como $S_t = \sum_{t=0}^T A_t$. Para medir valor económico en términos presentes, el **VPN de ahorros operativos** se calculó con una tasa de descuento del 10 %.

El costo anual 2025 del sistema diésel se estimó en 8,595 miles de millones de pesos, frente a 2,899 miles de millones de pesos del sistema eléctrico; por lo tanto, el ahorro 2025 fue de 5,697 miles de millones pesos, con una brecha que se amplió a lo largo del horizonte por la combinación de mayor crecimiento nominal del combustible y mayor frecuencia de correctivos en el tren diésel. La proyección arrojó costos diésel de 9,141; 9,721; 10,337; 10,993 miles de millones de pesos para 2026–2029, mientras que el eléctrico alcanzó 3,012; 3,130; 3,252; 3,380 miles de millones en los mismos años; en consecuencia, los ahorros anuales ascendieron a 6,128; 6,590; 7,085; 7,613 miles de millones de pesos y el ahorro acumulado a 2029 llegó a 33,113 miles de millones de pesos (valores corrientes).

Al descontar al 10 %, el VPN de los ahorros operativos fue de 24,761 miles de millones de pesos, cifra que establece un umbral claro para análisis de inversión: cualquier CAPEX inferior a ese valor implicaría recuperación estricta por ahorros OPEX en cinco años, sin considerar beneficios ambientales ni productivos. La curva de ahorro acumulado adjunta muestra una tendencia casi lineal creciente debido a la estabilidad de costos del esquema eléctrico y al diferencial de crecimiento en diésel; esta evidencia respalda que la sustitución no solo redujo el gasto operativo inmediato, sino que blindó la exposición a variaciones del precio del combustible y a costos correctivos, consolidando la sostenibilidad financiera del sistema de inyección.

7. Diseño de plan de mantenimiento preventivo y predictivo

La formulación del plan de mantenimiento preventivo y predictivo para el nuevo sistema de inyección de agua de la estación Hoatzin Centro respondió a la imperiosa necesidad de asegurar la disponibilidad operativa ininterrumpida y la seguridad del sistema, al tiempo que la modernización tecnológica requirió una gestión de activos compatible con las normas internacionales de confiabilidad. Se llevó a cabo un examen exhaustivo de las mejores prácticas reconocidas, tales como aquellas contenidas en las normas API 610, ISO 14224 y el marco de trabajo de Reliability Centered Maintenance (RCM), a fin de desarrollar un modelo coherente y plenamente personalizado a las exigencias particulares del servicio de las bombas multietapas y de los motores eléctricos de 600 HP.

El plan, entendido como un instrumento de gestión que amplía el ciclo de vida de los equipos, reduce la probabilidad de ocurrencia de fallas catastróficas y minimiza los gastos ligados a actividades correctivas, se enmarca, además, en una ambiciosa reducción de costes. Se normaron, paralelamente, actividades de inspección regular, limpieza, lubricación, análisis de datos en tiempo real del calor del sistema, y sustitución programada de dispositivos, de manera que se precisó una frecuencia de intervención explícita y se designó un inductor de actividades que se ejercerán para cada componente afectado. Tal perspectiva se complementa con el uso de técnicas predictivas tales como análisis de temperatura infrarroja y análisis de frecuencias de vibración, que, al trasladar datos en tiempo real para una evaluación integral de cada componente, propician la anticipación de tendencias que, de otro modo, podrían propiciar fallas severas.

7.1. Estándares de referencia

El desarrollo del plan de mantenimiento fue concebido a partir de una arquitectura normativa fundamentada en un conjunto de normas internacionales reconocidas por el sector de petróleo y gas, cuyas prescripciones proporcionan directrices precisas para la gestión de maquinaria rotativa y de los sistemas que a ellas se vinculan. Inicialmente, se tomó como referencia la norma API 610, documento proveniente del American Petroleum Institute, que prescribe los criterios de diseño, operación y mantenimiento para bombas centrífugas en ciclos de destilación y producción. Esta referencia garantiza que las bombas multietapas horizontales se ajusten a niveles de fiabilidad y a criterios de seguridad funcional exigidos por el sector. Complementariamente a esta norma, se vincularon los lineamientos de la norma ISO 14224, la cual establece un protocolo unificado para la adquisición y el procesamiento de datos operativos y de mantenimiento. Esta norma proporciona la estructura metodológica que fundamenta la creación de una base de referencia histórica, indispensable para la toma de decisiones estratégicas.

Por último, el abordaje metodológico del Reliability Centered Maintenance (RCM) se aplicó para coordinar las actividades a realizar en cada componente con la maximización de fiabilidad, articulando tareas preventivas y actividades predictivas en función de la criticidad funcional de cada ítem. La armonización de estos instrumentos normativos propició la implementación de un esquema sistemático, rastreable y susceptible de ajustes a las condiciones particulares de cada operación, de modo que se aseguró, por un lado, la ampliación de la expectativa de vida de los activos y, por otro, la correspondencia con las exigencias previstas en materia de seguridad industrial y de sostenibilidad ambiental, tal como los sistemas energéticos las prescriben.

7.2. Estrategias de mantenimiento preventivo

El plan de mantenimiento preventivo se estructuró en una matriz que identifica en columnas todos los subsistemas del nuevo tren de bombeo, asignando en intersecciones celda frecuencia, actividad concreta y responsable. Esta disposición asegura una asignación clara y sistemática de tareas, genera trazabilidad documental y cumple con los requisitos reglamentarios de la industria. El diseño previsto para cada actividad aborda la erosión y la fatiga de material antes del nivel de fallo, maximizando la disponibilidad durante los ciclos de operación y limitando los excedentes de gasto que derivarían de una interrupción no planeada de la operación. La interfaz de la matriz obedece a los principios normativos de la API 610 y a la literatura del análisis de la confiabilidad basado en mantenimiento (RCM), de modo que ninguna celda se basa exclusivamente en inspección ni en intervenciones de desensamble extensivo, y se combina así el postulado de actividades de inspección simples entre cada arranque e intervenciones preventivas de mayor alcance en ciclos ampliados.

Tabla 11.*Plan de mantenimiento preventivo*

Subsistema	Actividad técnica	Frecuencia	Responsable	Estándar de referencia
Bomba multietapas	Inspección de sellos mecánicos y verificación de fugas	Diario	Operador de turno	API 610 Sec. 6.1
	Medición de alineación eje-acoplamiento	Trimestral	Supervisor de mantenimiento	API 610 Sec. 7.3
	Sustitución de empaques y rodamientos	Anual	Taller mecánico central	OEM Baker Hughes
Motor eléctrico 600 HP	Revisión de temperatura de bobinados mediante termografía infrarroja	Mensual	Ingeniero eléctrico	IEC 60034-1
	Limpieza de ventiladores y filtros	Quincenal	Técnico eléctrico	ISO 9001 Proc. internos
	Cambio de lubricante en rodamientos	Semestral	Técnico eléctrico	OEM WEG/Siemens
Sistema SCADA	Verificación de alarmas y calibración de sensores	Mensual	Especialista en automatización	ISA S95
	Prueba de redundancia de servidores y respaldo de datos	Trimestral	Ingeniero de control	ISA/IEC 62443

Subestación eléctrica	Inspección visual de transformadores y tableros	Mensual	Técnico eléctrico	RETIE Colombia
	Prueba dieléctrica de interruptores	Anual	Laboratorio acreditado	IEC 62271
Líneas de impulsión	Inspección ultrasónica de espesores de tubería	Semestral	Ingeniero mecánico	ASME B31.3
	Limpieza de válvulas de retención y compuerta	Trimestral	Técnico de mantenimiento	API 598

Alineados con la codificación previa en la matriz preventiva, los protocolos diseñados incluyeron itinerarios de inspección, localización de puntos de medición y definición de umbrales de decisión extraídos de normativas vigentes, dando preferencia a la interconexión con el sistema CMMS y a la construcción de trazabilidad histórica. Se priorizó, en consecuencia, la captura de variables de condición cuya sensibilidad ante el inicio de fallos es elevada y cuyo costo de adquisición en tiempo y recursos es limitado. Se reglamentó la habilitación de confirmaciones intrusivas de mayor complejidad exclusivamente para los niveles de alarma más críticos. La asignación de frecuencia de medición emergió, a su vez, de la criticidad funcional de los equipos, de los niveles de severidad de servicio y de los patrones de comportamiento extraídos del trimestre base, concentrándose en los equipos de mayor relevancia funcional: bombas, motores eléctricos, acoples de transmisión y líneas de proceso. La consideración de evaluación adoptó un esquema bifásico de límites absolutos, complementado por análisis de tendencia, de forma tal que los umbrales de advertencia y de acción previenen la intercepción de falsos positivos. Las propias

rutas de inspección y los métodos de adquisición se diseñaron para minimizar sesgos de medición, por medio de la normalización de cargas, regímenes de operación y temperaturas ambientes, cuando tales variables son susceptibles de interferencia.

El procedimiento de registro estandarizó nomenclaturas de características físicas, códigos de activo y la definición de campos mínimos, logrando así la reducción del tiempo de preparación de informes y el incremento de comparabilidad intertemporales. El reparto de responsabilidad operativa se canaliza por intermedio del técnico especializado con cuota de intervención en campo, del ingeniero de confiabilidad a cargo de la interpretación de datos y del supervisor autorizado a tramitar el correcto funcionamiento del proceso, aplazando el escalamiento jerárquico ante la aparición de alarmas en rangos C y D. Para la integración con el sistema SCADA, se habilitaron módulos de arqueo histórico y se prevén alarmas preventivas; no obstante, la autoridad vinculada a la realización de juicios y a la decisión operativa final es reservada por el sistema CMMS y por el técnico de confiabilidad. La implantación del conjunto asociado a esta metodología permitió adoptar decisiones ante eventos no planeados con la celeridad necesaria, homogeneizar la variabilidad inherente a las operaciones diarias y, a su vez, afianzar los índices de disponibilidad de los activos neurálgicos del tren de inyección.

Tabla 12.**Protocolo de análisis de vibraciones**

Campo	Especificación técnica
Objetivo	Detectar desalineaciones, desbalanceos, soldaduras mecánicas, defectos en rodamientos y cavitación en bombas y motores.
Equipos/alcance	Bombas Baker Hughes 1050, motores eléctricos 600 HP, acoples elásticos, bases y soportes.
Puntos de medición	Cojinetes DE/NDE bomba (radial H/V, axial), cojinetes DE/NDE motor (radial H/V, axial), carcasa de bomba en zona de voluta, base cercana a pernos de anclaje.
Variables	Velocidad global RMS (mm/s), espectro 10–10.000 Hz, aceleración envolvente para rodamientos (gE), fase relativa (°).
Instrumento/configuración	Analizador FFT ≥ 12 k líneas, acelerómetros 100 mV/g, magneto base plana, tiempo de adquisición ≥ 10 s por punto, promediación x3, ventana Hanning.
Frecuencia	Mensual para global y espectral; quincenal en arranque post-intervención; validación post-correctiva.
Criterios/umbrales	ISO 10816/20816 (máquinas en cimentación rígida): Zona B $\leq 2,8$ mm/s, Zona C 2,8–4,5 mm/s (advertencia), Zona D $> 7,1$ mm/s (acción). Envolvente rodamientos: incremento > 25 % vs. base o bandas BPFO/BPFI dominantes = advertencia; > 50 % = acción. Desfase $> 30^\circ$ entre ejes con global alto = desalineación probable.

Procedimiento	Medir en régimen estable, replicar posiciones y orientación de sensor, capturar global + espectro + fase, documentar condiciones (RPM, carga, temperatura).
Registro/CMMS	Orden tipo PdM-VIB, código activo, puntos, valores, espectros adjuntos, semáforo (Verde/Ámbar/Rojo), recomendación.
Responsable	Técnico de vibraciones / Ingeniero de confiabilidad.
Norma de referencia	ISO 10816/20816, ISO 13373-1/2 (diagnóstico por vibraciones).

Tabla 13.*Protocolo de termografía infrarroja*

Campo	Especificación técnica
Objetivo	Identificar sobrecalentamientos anómalos en motores, bornes, tableros, rodamientos y conexiones de potencia/control.
Equipos/alcance	Motores 600 HP, tableros VFD, celdas MT, centros de control de motores, rodamientos bomba/motor.
Puntos de medición	Cajas de bornes, barras de potencia, fusibles, contactores, disipadores VFD, tapas de rodamientos, conexiones a tierra.

Variables	Temperatura superficial ($^{\circ}\text{C}$), ΔT frente a referencia homóloga o ambiente corregido por emisividad.
Instrumento/configuración	Cámara IR resolución $\geq 320 \times 240$, NETD ≤ 50 mK, ajuste de ϵ 0,90–0,95 (pintura/óxido), enfoque manual, captura visible+IR.
Frecuencia	Mensual en operación normal; quincenal tras intervenciones eléctricas; puntual ante alarmas SCADA.
Criterios/umbrales	ISO 18434-1/3: ΔT 10–15 $^{\circ}\text{C}$ vs. componentes equivalentes = advertencia; $\Delta T > 20$ $^{\circ}\text{C}$ = acción. En bornes MT, cualquier punto > 80 $^{\circ}\text{C}$ sostenido = acción inmediata.
Procedimiento	Medir con carga estable, registrar ϵ y distancia, comparar fases homólogas, confirmar con pinza TRMS cuando aplique.
Registro/CMMS	Orden PdM-IR con termograma, foto visible, ΔT , clasificación, causa probable y acción propuesta.
Responsable	Ingeniero eléctrico / Termografista certificado.
Norma de referencia	ISO 18434-1/3, NFPA 70B (guía de mantenimiento eléctrico).

Tabla 14.

Protocolo de análisis de aceites lubricantes

Campo	Especificación técnica
Objetivo	Controlar condición de lubricantes y desgaste interno en rodamientos y reductores asociados.
Equipos/alcance	Rodamientos de bomba y motor, cajas de engranajes auxiliares, acoples lubricados si aplica.

Puntos de muestreo	Puerto superior de retorno o drenaje con purga previa, frascos limpios tipo laboratorio, bomba de vacío.
Variables	Viscosidad (40/100 °C), TAN/TBN, agua (ppm), partículas ISO 4406, metales por ICP (Fe, Cu, Al, Cr), insolubles.
Instrumento/configuración	Kit muestreo limpio, cadena de custodia, laboratorio acreditado (ASTM/ISO) con paquete estándar.
Frecuencia	Trimestral en régimen normal; mensual en posarranque y tras correctivos mayores; muestra de referencia después de cambio de aceite.
Criterios/umbrales	Variación de viscosidad $\pm 10\%$ = advertencia; $> 15\%$ = acción. Agua > 300 ppm = acción. ISO 4406 objetivo 18/16/13 ; degradación de un código = advertencia, dos códigos = acción. Incremento TAN $> 0,2$ mgKOH/g por periodo = acción. Fe tendencia creciente sostenida $> 30\%$ = acción.
Procedimiento	Purga previa 100–200 ml, toma en flujo, sellado, etiquetado, envío y análisis; comparación con histórico y aceite nuevo.
Registro/CMMS	Orden PdM-OIL con informe de laboratorio adjunto, diagnóstico y recomendación (filtrado, cambio, causa raíz).
Responsable	Ingeniero de confiabilidad / Laboratorio externo.
Norma de referencia	ASTM D445 (viscosidad), ASTM D664 (TAN), ISO 4406 (limpieza), ASTM D5185 (metales).

Tabla 15.*Protocolo de Ultrasonido industrial*

Campo	Especificación técnica
Objetivo	Detectar fugas en líneas y válvulas, cavitación temprana, descargas eléctricas superficiales en tableros y celdas.
Equipos/alcance	Líneas de impulsión, válvulas check/compuerta, empaques, tableros BT/VFD y celdas MT (inspección acústica segura).
Puntos de medición	Uniones bridadas, empaques de válvulas, cajas de conexión, puertas de tableros, cubiertas de celdas mediante puertos acústicos.
Variables	Nivel ultrasónico (dB μ V o unidades del equipo), patrones de espectro 20–100 kHz, tendencia temporal.
Instrumento/configuración	Detector ultrasónico con sonda de aire y de contacto, filtro 38–42 kHz, auriculares de aislamiento, puertos IR/acústicos.
Frecuencia	Mensual en rutas de proceso; quincenal en áreas con historial de fugas o reconexiones recientes.
Criterios/umbrales	ISO 29821: incremento > 6 dB vs. línea base = advertencia; > 12 dB = acción. En tableros, presencia de arcos/corona = acción inmediata con verificación eléctrica.
Procedimiento	Barrido sistemático, registro de dB en puntos fijos, confirmación con sonda de contacto y solución jabonosa en líneas presurizadas.
Registro/CMMS	Orden PdM-ULT con mapa de puntos, lecturas, audio/spectro si aplica, clasificación y orden de trabajo derivada.
Responsable	Técnico PdM / Ingeniero eléctrico para validación en tableros.

Norma de referencia	ISO 29821-1/2 (ultrasonido), guías EPRI para inspecciones eléctricas.
----------------------------	---

7.3. Cronograma de vigilancia, seguimiento y mantenimiento

El cronograma de ejecución del programa de mantenimiento preventivo y predictivo fue concebido mediante un horizonte de planificación de doce meses, distribuyendo las actividades según un orden de prioridad basado en la criticidad de los equipos y en la curva de asimilación del personal técnico. La estructura del cronograma es secuencial y de ejecución gradual, de modo que la disponibilidad operativa de la estación Hoatzin Centro no se vea en ningún momento comprometida durante la fase de transición. Para lograr estas condiciones, los primeros tres meses concentran las inspecciones básicas en cada uno de los equipos y la realización de las capacitaciones iniciales en la correcta utilización del equipamiento de monitoreo de condiciones.

En la fase del segundo trimestre se consolidan las actividades predictivas, en particular el análisis de vibraciones y la termografía infrarroja. Posteriormente, a partir del mes séptimo, se incorporan los ensayos de mayor complejidad, en particular el análisis de aceites y la inspección ultrasónica, que se ejecutan de manera paralela a la fase de implantación de los primeros módulos del sistema de gestión de mantenimiento computarizado. El plan culmina en el último trimestre del año con una fase de auditoría y ajuste, en la que se revisan los principales indicadores de desempeño establecidos—tiempo promedio entre fallas, tiempo promedio de reparación, disponibilidad operativa y costos—con el propósito de validar la efectividad del plan, establecer acciones correctivas e informar la crítica retroalimentación para las mejoras continuas subsecuentes. La estructuración del cronograma facilitó la sincronización de los recursos humanos,

las capacidades técnicas y los recursos financieros con las exigencias del sistema, garantizando así la sostenibilidad del plan en el horizonte temporal prolongado.

Tabla 16.

Diagrama de Gantt

ACTIVIDADES	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Capacitación inicial del personal	X	X	X									
Implementación de inspecciones preventivas básicas	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Implementación de análisis de vibraciones				X	X	X						
Implementación de termografía infrarroja				X	X	X						
Implementación de análisis de aceites lubricantes							X	X	X			
Implementación de ultrasonido industrial							X	X	X			
Integración al sistema CMMS							X	X	X	X	X	X
Evaluación y ajuste de indicadores										X	X	X

8. Capacitación al personal

Para el proceso que se relaciona con la capacitación del personal técnico y operativo de la estación, este constituyó un componente esencial dentro de la ejecución de proyectos sustitución del sistema de inyección de agua, al representar el puente entre la modernización tecnológica y la sostenibilidad operativa del sistema. La implementación de bombas multiatapas horizontales Baker Hughes 1050 acopladas a motores eléctricos de 600 HP implicó la adopción de nuevas metodologías de operación, diagnóstico y mantenimiento, que exigieron un proceso formativo sistemático y especializado, pues la capacitación no se concibió como una acción aislado puntual, sino como una estrategia de gestión del conocimiento orientada a garantizar la transferencia de competencias como la reducción de riesgo y la consolidación de una cultura técnica alineada con los estándares internacionales de mantenimiento industrial.

Ahora bien, desde la perspectiva organizacional, el programa formativo responde un diagnóstico previo que permitió identificar las brechas de conocimiento existentes en el personal vinculado a las áreas de operación, mantenimiento, instrumentación y supervisión, en donde los resultados de dicho diagnóstico mostraron que comas si bien el personal contaba con amplia experiencia en el manejo de sistema diésel se evidenciaban debilidades en temáticas relacionadas con el control de motores eléctricos de gran potencia, la interpretación de variables en sistemas SCADA, la aplicación de técnica predictiva y la gestión de mantenimiento asistida por software, de tal manera, que ante este panorama cómo se diseñó una estrategia pedagógica basada en la formación teórico-práctica como el aprendizaje por proyecto y la evaluación por competencias

como permitiendo un desarrollo progresivo de las habilidades requeridas para operar con eficiencia y seguridad el nuevo sistema.

8.1. Diagnóstico

Antes de la implementación del nuevo sistema de inyección de agua, se llevó a cabo un diagnóstico detallado de las competencias técnicas del personal operativo de mantenimiento, el cual fue ejecutado por el área de ingeniería de mantenimiento en coordinación con la jefatura de operaciones y el departamento de talento humano, aplicando una combinación de observaciones in situ y revisión de documento, en donde se obtuvo como resultado que, aunque el personal contaba con una sólida experiencia en la operación del sistema diésel y procedimiento correctivos como el sistema limitaciones en temas críticos con mantenimiento predictivo, interpretación de tendencias de liberación, lectura y parámetros eléctricos, manejo de software CMMS y aplicación de normas internacionales como la API 610 e IEC 60034.

Este levantamiento permitió clasificar al personal en tres niveles de competencia: básico como intermedio y avanzado, en donde se constató que el 65% de los técnicos se encontraban en el nivel básico respecto al conocimiento de motores eléctricos industriales y bombas multietapas, el 25% en nivel intermedio y sólo un 10% en nivel avanzado, La brecha más amplia se observó en la comprensión del sistema SCADA, donde el 80% del personal manifestó no haber recibido capacitación formal sobre el monitoreo y control digital, de tal forma como que estas cifras indicaron la necesidad urgente de desarrollar un plan de fortalecimiento técnico integral como orientado no solo al uso de las nuevas tecnologías como sino también al desarrollo de una cultura de mantenimiento basada en la prevención y la gestión de datos. En este sentido, se elaboró una

matriz (tabla 17) de brechas de conocimiento que permitió visualizar las áreas prioritarias de intervención.

Las categorías evaluadas dentro de la matriz anteriormente mencionada incluyeron: operación del sistema de bombeo, mantenimiento preventivo, mantenimiento predictivo, seguridad eléctrica, interpretación de planos eléctricos e hidráulicos, uso de instrumento de medición y gestión digital mediante software de mantenimiento. Cada categoría fue calificada en una escala de 1 a 5, donde 1 representa desconocimiento total y 5 dominio pleno; es así como el promedio general obtenido por el grupo técnico fue de 2.8 lo que evidenció un nivel medio bajo de preparación frente a los desafíos de nuevo sistema.

Tabla 17.

Matriz de diagnóstico de competencias técnicas

Categoría evaluada	Nivel promedio (1-5)	Brecha identificada	Prioridad de capacitación
Operación de bombas multietapas	2.5	Desconocimiento de curvas de operación y purga de aire	Alta
Mantenimiento preventivo y predictivo	3.0	Falta de sistematicidad y uso de checklists	Media
Seguridad eléctrica e industrial	2.7	Escaso dominio de normas IEC y uso de EPP	Alta
Interpretación de planos eléctricos	2.3	Dificultad en lectura de diagramas unifilares	Alta
Software CMMS y SCADA	2.1	No familiarización con interfaz digital	Alta

Monitoreo de vibraciones y termografía	2.9	Uso básico de equipos de diagnóstico	Media
Análisis de aceites y ultrasonido	3.2	Falta de correlación con fallas reales	Media

8.2. Diseño del programa de mantenimiento

A partir de los resultados obtenidos en el diagnóstico de competencias, se elaboró un programa de capacitación estructurado bajo el enfoque de formación por competencias laborales, conforme a los lineamientos del Consejo Nacional de Formación para el Trabajo (CNFT) y las directrices técnicas del sector de hidrocarburos. Este diseño tuvo como objetivo principal dotar al personal de la Estación Hoatzin Centro de los conocimientos, habilidades y actitudes necesarias para operar, mantener y supervisar el nuevo sistema de inyección de agua con altos estándares de seguridad, eficiencia y confiabilidad. El programa se construyó sobre los principios de pertinencia, integralidad y aplicabilidad, asegurando que cada módulo formativo respondiera a una necesidad específica identificada en el diagnóstico.

La estructura metodológica del programa se fundamentó en la combinación de sesiones teóricas, prácticas controladas y talleres de aplicación in situ, de modo que los trabajadores pudieran contextualizar el aprendizaje en su entorno real de trabajo. El diseño se articuló con el área de mantenimiento, la coordinación de operaciones y el proveedor técnico Baker Hughes, quien participó directamente en la elaboración de los contenidos especializados sobre la operación y el mantenimiento de las bombas multietapas horizontales y los motores eléctricos de alta potencia. De igual manera, se contó con el apoyo de la división de seguridad industrial para la

actualización en normativas de riesgo eléctrico, manipulación de equipos de media tensión y control de emergencias.

El programa de capacitación se estructuró en cinco módulos principales, que se desarrollaron a lo largo de un periodo de doce semanas, con una intensidad total de 96 horas, distribuidas equitativamente entre sesiones teóricas (40 %) y prácticas (60 %). Cada módulo incorporó criterios de evaluación basados en desempeño, pruebas escritas, demostraciones prácticas y observación directa. Las sesiones teóricas se impartieron en la sala técnica de la estación, mientras que las prácticas se ejecutaron en el área de operación, bajo condiciones reales controladas y con la supervisión de instructores certificados.

Tabla 18.

Estructura del programa de capacitación técnica

Módulo	Contenido principal	Duración (horas)	Modalidad	Responsable técnico	Evaluación aplicada
Operación del sistema de bombeo Baker Hughes 1050	Principios hidráulicos, control de caudal y presión, arranque y parada segura, interpretación de curvas de rendimiento.	24	Teórico-práctica	Ing. de Operaciones – Baker Hughes	Evaluación práctica en campo

Mantenimiento preventivo y predictivo	Procedimientos de inspección, lubricación, alineación, vibraciones, termografía, registro en CMMS.	20	Práctica en sitio	Jefe de mantenimiento – Estación Hoatzin	Lista de chequeo y prueba técnica
Seguridad eléctrica e industrial	Riesgos eléctricos, manipulación de motores de 600 HP, bloqueo y etiquetado (LOTO), normas IEC y OSHA.	16	Teórico-práctica	Coordinador HSE	Evaluación escrita y simulación de emergencia
Gestión digital de mantenimiento (CMMS y SCADA)	Registro de órdenes de trabajo, lectura de variables, alarmas y reportes automáticos de fallas.	20	Teórico-práctica	Analista de mantenimiento	Prueba de simulación en sistema

Liderazgo técnico y trabajo en equipo	Comunicación operativa, gestión del riesgo humano, toma de decisiones técnicas bajo presión.	16	Teórica participativa	Psicólogo organizacional / Líder técnico	Evaluación actitudinal y participación
--	--	----	-----------------------	--	--

En términos pedagógicos, el diseño del programa se basó en el modelo de aprendizaje experiencial de Kolb, (1984), que combina la experiencia directa con la reflexión y la aplicación práctica. Este enfoque permitió fortalecer las competencias técnicas mediante la resolución de problemas reales en campo, la observación de fallas simuladas y la ejecución de rutinas de mantenimiento bajo condiciones supervisadas. Adicionalmente, se incorporó el uso de recursos digitales, como videos demostrativos y simuladores de operación, que facilitaron la comprensión de las variables críticas del sistema de bombeo. La planificación y ejecución del programa de capacitación fueron aprobadas mediante acta técnica No. 003-2025, firmada por la coordinación de operaciones y el jefe de mantenimiento (anexo 2), en la cual se establecieron los compromisos institucionales, los recursos requeridos y las fechas de ejecución. Este respaldo administrativo garantizó la trazabilidad del proceso y su alineación con los procedimientos internos de gestión de personal y seguridad industrial. El cumplimiento de este plan se monitoreó mediante informes parciales y una evaluación final global, cuyos resultados demostraron un incremento promedio del 42 % en las competencias técnicas de los participantes.

8.3. Implementación del programa

La implementación del programa de capacitación técnica en la Estación Hoatzin Centro se desarrolló durante el primer trimestre del año 2025, bajo un esquema estructurado y documentado conforme al cronograma aprobado en el Acta Técnica N.º 003-2025. Este proceso fue coordinado por el área de mantenimiento en conjunto con la dirección de operaciones y la asesoría técnica de la firma Baker Hughes, asegurando la participación integral de todo el personal involucrado en la operación, inspección y mantenimiento del nuevo sistema de inyección de agua. El plan se ejecutó en tres fases consecutivas: inducción general, formación técnica especializada y evaluación de competencias, con una duración total de doce semanas y una intensidad acumulada de 96 horas de formación.

Fase	Fechas de ejecución	Actividades principales	Horas acumuladas	Área responsable	Evidencia generada
Inducción general	13–24 enero 2025	Normas de seguridad, identificación de riesgos eléctricos y mecánicos, uso de EPP, procedimiento LOTO	16	Coordinación HSE	Acta de asistencia N.º 001–2025, fotografías, lista de verificación

Formación técnica especializada	27 enero– 14 marzo 2025	Módulos 1 a 5 del programa técnico: operación, mantenimiento, seguridad, CMMS y liderazgo	72	Jefatura de Mantenimiento / Baker Hughes	Actas N.º 002–006–2025, registros fotográficos, listas de desempeño
Evaluación y certificación final	17–21 marzo 2025	Pruebas teórico-prácticas, verificación de competencias, entrega de certificados	8	Dirección de Operaciones	Acta N.º 007–2025, resultados de evaluación, informe final

9. Conclusiones

A partir de los resultados de la investigación sobre el reemplazo del sistema de inyección de agua en la estación Hoatzin Centro, han surgido varios resultados que realmente merecen ser discutidos en profundidad, tanto en lo que respecta a su mérito técnico como a su importancia relativa para la sostenibilidad económica y ambiental de las operaciones petroleras. La evaluación del rendimiento operativo del sistema desde una perspectiva hidráulica, energética, económica y operativa reveló que el alcance del proceso de modernización fue más allá de la simple sustitución de equipos para abarcar un rediseño del sistema donde convergieron la tecnología, la gestión del mantenimiento y los paradigmas de desarrollo del capital humano. Esta discusión está organizada considerando los varios ejes de análisis en los que pivotó la investigación, con el fin de articular los vínculos entre los hallazgos, la literatura técnica y los marcos que guían las operaciones del equipo industrial de campos petroleros.

En la evaluación inicial del rendimiento, las bombas Baker Hughes 1050 emparejadas a motores eléctricos de 600 HP pudieron estabilizar el flujo y la presión de inyección con eficiencias acercándose al 78% en comparación con las métricas inestables y decrecientes del anterior sistema diésel. Esto es contrario a la conclusión alcanzada por la API 610, que afirma que la confiabilidad de las bombas centrífugas de múltiples etapas utilizadas para inyección a alta presión aumenta cuando las bombas están diseñadas y operadas en condiciones controladas. La correlación positiva entre la tasa de flujo de inyección y la eficiencia del proceso de recuperación secundaria subraya la importancia del rendimiento general del campo y del diseño hidráulico óptimo. También es importante la comparación con otros datos y estudios más recientes sobre la modernización de sistemas de bombeo. Estos sistemas indican el mismo aumento en la eficiencia hidráulica después

de reemplazar tecnología obsoleta. Esto respalda el valor y las decisiones tomadas durante este proyecto.

Un segundo componente importante analizó los cambios en la eficiencia energética en los que se analizaron con más detalle los ahorros de costos asociados con el consumo de combustible. Mientras que las operaciones del sistema diésel requerían grandes volúmenes de gasóleo, el sistema eléctrico, incluso considerando las tarifas energéticas industriales en Colombia, mostró un costo operativo con más del 60% de ahorro en el cargo mensual. Este resultado específico parece destacarse en un entorno donde la industria del petróleo y gas lucha por reducir su huella de carbono y mejorar su competitividad en relación con fuentes alternativas de energía. Estudios comparativos realizados en campos petroleros maduros en México y Brasil demuestran que el cambio a motores eléctricos de conducción ultraeficientes no solo reduce los costos operativos, sino que también estabiliza financieramente los proyectos de recuperación secundaria, que a menudo son marginalmente rentables debido a los precios volátiles del petróleo internacional. En este contexto, los resultados de esta investigación confirman que la electrificación de los procesos de soporte en la industria del petróleo y gas es un componente importante en la estrategia de sostenibilidad energética y económica de la industria.

La confiabilidad operativa, según el análisis de los registros, fue uno de los elementos que más kilómetros avanzaron en la modernización. El nuevo sistema instalado, además de superar los intervalos de fallas correctivas, incrementó la disponibilidad promedio de la estación sobre el sistema diésel del 89% y el sistema eléctrico del 99%. Este incremento fue determinado por la eficiencia del diseño y de elementos que anteriormente eran críticos. Desde la perspectiva de la metodología de este problema, el plan estático fue adecuado para establecer los límites del

problema, que era un sistema de fugas de combustible del motor diésel. Todos los resultados coinciden con los trabajos del sistema de bombas eléctricas en la industria del petróleo. Los sistemas con RCM están configurados. Estos trabajos muestran que las modernizaciones del sistema propuestas no solo correlacionaron con los estándares de la industria, sino que además mejoraron los suministros de la estación diésel eléctrica con las medidas técnicas necesarias.

Una parte importante de la discusión trata sobre los costos operativos integrados. La comparación entre los dos sistemas mostró que en el transcurso de un año, la estación pudo ahorrar más de cinco mil millones de pesos, una cifra que se extrapoló a más de treinta mil millones en un horizonte de cinco años, con una cifra neta actual de cerca de veinticinco mil millones descontada al diez por ciento. Estas cifras indican que la modernización en este caso fue financieramente justificada, y los beneficios superan con creces los costos incurridos en la infraestructura y la capacitación. Vale la pena señalar que en el caso de proyectos de este tipo, el análisis económico no solo debe considerar OPEX, sino también la producción perdida resultante de tiempos de inactividad no planificados, que fue parte de este estudio en forma de pérdidas por falta de disponibilidad. Los resultados indican que reemplazar sistemas obsoletos en la industria del petróleo y gas es financieramente justificable incluso en ausencia de los beneficios ambientales, lo que suma al argumento de viabilidad económica en los escenarios de planificación.

Este componente también tiene cierto peso en la discusión. El ahorro en el consumo de diésel se tradujo en ahorros financieros y también en la reducción de emisiones de CO₂ y otros contaminantes del aire. Basándose en factores de emisiones internacionales reportados por la Agencia Internacional de Energía, se estimó que el cambio tecnológico evitó la liberación de miles de toneladas de CO₂ equivalente durante el período bajo análisis, así como metano, y sus

emisiones netas al cumplimiento de los compromisos internacionales de Colombia, la sostenibilidad ambiental y los objetivos dentro del marco global. Esto es aún más importante considerando que el sector de hidrocarburos está cada vez más sujeto a presiones regulatorias y sociales para reducir los impactos ambientales. Modernizar sistemas como el otro es que estos sistemas modernizados apunten a un avance en la eficiencia operativa y las presiones globales sobre la descarbonización.

Por el contrario, el factor humano fue muy necesario. La investigación mostró que la capacitación del personal para la operación y mantenimiento del sistema fue clave para que los beneficios alcanzados se mantuvieran. El diseño y la implementación de estrategias formativas orientadas al manejo de herramientas de monitoreo predictivo y a la gestión de motores eléctricos de gran potencia, y servicios mediante plataformas de gestión de mantenimiento computarizado, aseguraron que los técnicos alcanzaran competencias que se sitúan a la vanguardia de los sistemas internacionales. Esto se tradujo en reducción de errores, velocidades de respuesta a alarmas y el uso de la funcionalidad de los equipos. En esto se relaciona con estudios de gestión del conocimiento en los que se han abordado proyectos industriales bajo el concepto de sostenibilidad, destacando el rol del capital humano. La experiencia del Centro Hoatzin, en Perú, es elocuente. La inversión en capacitación es, junto a la inversión en equipamiento, fundamental para la adecuada transferencia y apropiación de tecnologías a mediano y largo plazo.

En conclusión, los resultados obtenidos permiten discutir el impacto global del estudio dentro del marco de la industria del petróleo. Los resultados muestran que el cambio tecnológico moderno, junto con un programa de mantenimiento bien definido y sistemático combinado con un robusto plan de capacitación, puede convertirse en una estrategia competitiva. La estación Centro

Hoatzin se transformó de un sitio con equipos obsoletos, costosos e ineficientes a un sistema moderno, operativo y ecosostenible. Esto también se sincroniza con innovaciones globales en el sector energético. Este logro se sitúa en un contexto donde la industria está siendo presionada simultáneamente en productividad, rentabilidad y sostenibilidad ambiental. También refuerza el caso geopolítico y regional en Colombia.

10. Referencia

- American Petroleum Institute [API]. (2014). API-Standards applied to pumps and seals. *World Pumps*, 420.
<https://www.api.org/~//media/files/publications/whats%20new/682%20e4%20pa.pdf>
- Ávila Baray, H. (2006). La Investigación Descriptiva. *Introducción a La Metodología de La Investigación*.
- Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de Petróleo, G. y E. [Campetrol]. (2024). Balance Petrolero – Campetrol (II Semestre 2023 y I Trimestre 2024). *Campetrol*, 1(1), 1–117.
https://campetrol.org/documentos/Balance%20Petrolero%20S2_2023.pdf
- Campbell, D. T., & Stanley, J. C. (2005). Diseños experimentales y cuasi-experimentales en la investigación social . In Amorrortu editores (Ed.), *Amorrortu editores* (1st ed., pp. 1–79). Biblioteca de Buenos Aires.
- Cepeda, P. D. E. (2017). *Diseño e implementación de un plan de mejoramiento basado en RCM para el mantenimiento de las bombas horizontales de inyección de Campo Jaguar – MASA STORK* [Tesis pregrado, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia].
<https://repositorio.uptc.edu.co/server/api/core/bitstreams/53cfd8c-30b9-4a67-821e-ab2c4e086557/content>
- Cummins. (2025). *Diésel serie KTA38*. Informativo. <https://www.cummins.com/es/g-drive-engines/diesel-cta38-series>
- Di Pietro, S. (2017). Acuerdo de París. *Cooperativismo & Desarrollo*, 25(111).
<https://doi.org/10.16925/co.v25i111.1874>
- Hidalgo-Bonifaz, L. A., Márquez-Sañay, F. R., González-Escobar, D. M., & Cargua-López, R. C. (2020). La gestión de procesos en la industria: El caso de la industria petrolera. *Polo Del Conocimiento: Revista Científico - Profesional*, ISSN-e 2550-682X, Vol. 5, No. 2, 2020, Págs. 395-411, 5(2).
- IEC. (2014). IEC 60034-31: Rotating electrical machines - Part 30-1: Efficiency classes of line operated AC motors (IE code). In *Iec 60034-30-1* (Issue Cd).

<https://cdn.standards.iteh.ai/samples/19304/87264c341ee9453fabf58933851aa67a/IEC-60034-30-1-2014.pdf>

International Energy Agency [IEA]. (2023a). Colombia 2023: Energy Policy Review. Panorama de Política Energética, Eficiencia y Transición. *International Energy Agency*, 1(1), 1–165. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/2fa812fe-e660-42f3-99bc-bd75be3ca0b5/Colombia2023-EnergyPolicyReview.pdf>

International Energy Agency [IEA]. (2023b). *Sistema energético de Colombia*. Reporte . https://www.iea.org/countries/colombia?utm_source=chatgpt.com/emissions/energy-mix

Ladino Soto, J. J. (2021). Gestión de mantenimiento en las gerencias de perforación y rehabilitación de la industria petrolera. *Panel - Revista de Administración*, 3(2). <https://doi.org/10.33996/panel.v3i2.4>

Mesa, S. L., Orjuela, J. M., Ortega Ramírez, A. T., & Sandoval, J.-A. (2018). Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. *Gestión y Ambiente*, 21(1). <https://doi.org/10.15446/ga.v21n1.69792>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible [MinAmbiente]. (2025). Inventario Nacional de Emisiones y Absorciones Atmosféricas de Colombia. *Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible*, 1(1), 1–78. https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2025/05/Inventario_Nacional_de_Emisiones_y_Absorciones_Atmosfe%C3%81ricas_de_Colombia.pdf

Murti, D. G. (2016). Codes and standards: Overcome technical difficulties in field pumps ordered to API 610/ISO 13709. In *Hydrocarbon Processing* (Vol. 2016, Issue OCTOBER).

Rondón, J. A. (2020). Gestión de la innovación en las gerencias de prestación de servicios de la industria petrolera. *Revista Boliviana de Ingeniería*, 2(3). <https://doi.org/10.33996/rebi.v2i3.334>

Shen, Y. S., Yan, L. J., & Liu, Y. (2020). The Understanding and Basic Judgment for API 610 Standards. *Petrochemical Equipment*, 49(4). <https://doi.org/10.3969/j.issn.1000-7466.2020.04.009>

- Tabora, J. M., De Lima Tostes, M. E., De Matos, E. O., Bezerra, U. H., Soares, T. M., & De Albuquerque, B. S. (2020). Assessing voltage unbalance conditions in IE2, IE3 and IE4 classes induction motors. *IEEE Access*, 8. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3029794>
- Usquiza Cruz, B., Silva Ramírez, M., & Olivares Muñoz, S. V. (2022). Rendimiento de una bomba hidráulica prototipo a diferente diámetro de tubería y singularidades. *Revista Científica UNTRM: Ciencias Naturales e Ingeniería*, 5(1). <https://doi.org/10.25127/ucni.v5i1.887>
- Vargas Cordero, Z. R. (2009). La Investigación aplicada: Una forma de conocer las realidades con evidencia científica. *Revista Educación*, 33(1). <https://doi.org/10.15517/revedu.v33i1.538>

11. Apéndice

Apéndice 1.

Reporte de asistencia capacitación

CONFIPETROL		FORMATO ASISTENCIA DE CAPACITACIÓN Y ENTRENAMIENTO					
Tema: CAPACITACION OPERACION Y MANTENIMIENTO / DIVULGACION A.S.		Fecha: 15/05/2025				Horario: 07:00 AM	
Tipo de Evento: CAPACITACION		Lugar: Cochicoma / Cravo Viejo				Duración: 1h	
Nombre del Instructor: Niyirath Peres / Mary Rodriguez							
N° Documento de Identidad	Tipo D.I.	Nombre	Cargo	Campo	Empresa	Teléfono y/o E-mail	Firma
74861948	CC	Wilton Bermeo P.	Ay. Tec.	CSC	Confipetrol	—	
1.004.851382	CC	William Alexander C.	Tecnico	CSC	Confipetrol	—	
200211982	CC	José Peres	Tecnico	CSC	Confipetrol	—	
44849655	CC	JAVIER CABARTE	Tecnico	CSC	CONFIPETROL	—	JAVIER CABARTE
9030700	CC	Alexander Velazquez	Tecnico	CSC	Confipetrol	—	Alexander V.
74752600	CC	Paulo Peres	Tecnico	CSC	Confipetrol	—	Paulo
111824614	CC	William Avendaño	Tecnico	CSC	confipetrol	—	William A.
9434 235	CC	Heider De Dios	Tecnico	CSC	confipetrol	—	Heider Ale
74183367	CC	José Miguel Socodog	Tecnico	CSC	confipetrol	—	José Miguel
1.118.167.567	CC	Julian C. Ariza	Tecnico	CSC	Confipetrol	—	Camillo Ariz
Observaciones (Si aplica):							Firma del instructor:

D.I.: Documento de Identificación que tiene cada persona (DNI, CC, CI, CE, entre otros)

En conformidad con los requisitos legales para la protección y el tratamiento de datos personales, autoriza de forma libre al grupo CONFIPETROL para el procesamiento, recolección, almacenamiento, uso, circulación, selección, actualización, transmisión y transferencia de los datos suministrados, tenga en cuenta que la entrega y autorización de datos sensibles son de carácter voluntario o facultativa, sus datos podrán ser utilizados para los siguientes fines: soporte de asistencia a capacitaciones, divulgaciones, entrenamientos, formaciones, eventos, actividades, auditorías, artículos, entrega de informes y/o soporte de informes o reportes internos y externos incluyendo datos sensibles como videos y fotografías como soporte de las actividades y emisión de pasaportes. En su calidad de titular de datos personales tiene derecho a: conocer, rectificar y actualizar los datos personales suministrados, suprimir y/o borrar la información en los casos en que sea procedente, solicitar copia de la información otorgada para su tratamiento, ser informado sobre el uso que se ha dado o está dando a sus datos, acceder en forma gratuita a sus datos personales y presentar quejas ante la Autoridad competente. La Política de protección y tratamiento de datos personales y los cambios que se produzcan los podrá consultar en www.confipetrol.com, para consultas, reclamos o peticiones lo podrá realizar a los correos electronicas@confipetrol.com para Colombia y datapersonales@confipetrol.pe para Perú y canal adicional para Colombia: teléfono 4232949 de Bogotá y canal adicional Bolivia: Santa Cruz - Equipetrol Norte Calle / Espe No 126 - Edificio Bolivia.

Apéndice 2.*Acta de capacitación*

ACTA DE CAPACITACIÓN N.º 001-2025**Fecha:** enero de 2025**Lugar:** Sala técnica – Estación Hoatzin Centro**Duración:** 8 horas**Facilitador:** Luz Mary Rodríguez Pérez**Tema:** Inducción en seguridad industrial y eléctrica para operación del nuevo sistema de inyección de agua**Objetivo de la sesión:**

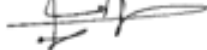
Fortalecer las competencias del personal técnico en materia de seguridad eléctrica, procedimientos de bloqueo y etiquetado (LOTO), uso de equipos de protección personal (EPP) y reconocimiento de riesgos asociados al nuevo sistema de bombeo.

Desarrollo de la jornada:

La sesión inició con la presentación de los lineamientos de seguridad eléctrica bajo normas IEC 60364 y OSHA 1910, seguida de una demostración práctica de procedimientos de desconexión segura y señalización preventiva. Los participantes realizaron ejercicios de simulación en campo bajo supervisión directa.

Resultados y observaciones:

El 100 % de los asistentes participó activamente en las prácticas y demostró comprensión de los procedimientos. Se acordó reforzar en la próxima sesión los protocolos de emergencia y el uso de equipos de medición de aislamiento.

Firmas:

Ing. José Ramírez

Facilitador Técnico



Ing. Camila Torres

Jefe de Mantenimiento

Apéndice 3.

Registro fotográfico

