

**Diseño de Reingeniería para el Uso de Sensores de Detección de Gas en Turbocompresores  
y Turbogeneradores en el CPF Cupiagua de Aguazul, Casanare**

Anibal Eduardo Romero Gil

José Rigoberto Rojas Aldana

Asesor

Miguel Eduardo Ordoñez Mosquera

Universidad Nacional Abierta y a Distancia – UNAD

Escuela de Ciencias, Básicas, Tecnología e Ingeniería ECBTI

Ingeniería Electrónica

2026

## **Agradecimientos**

Gracias a Dios en primer lugar por permitirme tener la oportunidad de culminar mis estudios superiores, gracias a mi universidad por convertirme en profesional en lo que tanto me apasiona, gracias a los Ingenieros que me acompañaron en este proceso integral de formación que deja como producto este proyecto de grado que fue realizado en base a mi experiencia laboral con los fundamentos aprendidos en el transcurso de mi carrera. Quiero hacer una mención especial a mi Madre Adela Gil de Romero, a mi Esposa Rocio, a mis hijos Camila y Nicolas, a mis hermanos Sandra, Doris y Juan Carlos, muchas gracias a todos ustedes quienes me demostraron que el verdadero amor no es otra cosa que el deseo inevitable de ayudar al otro para que este se supere. La lucha constante para cumplir las metas y velar cada día por las responsabilidades laborales y académicas y el compromiso con mi crecimiento personal y profesional hacen que el esfuerzo diario sea la convicción de que el estudio y la preparación son herramientas que transforman vidas y abren nuevas oportunidades.

Anibal Eduardo Romero Gil

En primer lugar, agradezco a Dios por brindarme la fortaleza, la salud y la perseverancia necesarias para culminar este proyecto de grado, que representa el fruto de muchos años de esfuerzo y dedicación. A mi familia, quienes, con su apoyo incondicional, paciencia y motivación me acompañaron durante largas jornadas de estudio y trabajo, comprendiendo el sacrificio del tiempo compartido en favor de la consecución de este sueño. A la Universidad Nacional Abierta y a Distancia – UNAD, por ser una institución que hace posible que miles de estudiantes, aun en medio de responsabilidades laborales y familiares, podamos acceder a una educación de calidad. Su modelo académico flexible y su visión incluyente permiten demostrar que con disciplina, organización y compromiso es posible alcanzar metas profesionales en las condiciones que exige la vida moderna. A mis tutores y docentes, quienes con su guía, exigencia y orientación fueron parte fundamental en mi formación como Ingeniero Electrónico. Así mismo, a mis compañeros, con quienes compartí experiencias y aprendizajes que enriquecieron este proceso académico. Este logro es resultado del esfuerzo constante, del equilibrio entre las responsabilidades laborales y académicas, y del compromiso con mi crecimiento personal y profesional. Representa también la convicción de que el estudio y la preparación son herramientas que transforman vidas y abren nuevas oportunidades.

José Rigoberto Rojas Aldana

## Resumen

El desafío de diseñar una reingeniería del sistema de detección de gases en turbocompresores y turbogeneradores del Centro de Facilidades de Producción (CPF) Cupiagua de Aguazul (Casanare) se vuelve una tarea clave para asegurar una operación segura y eficiente de los equipos. Por lo tanto, este proyecto se efectúa con el objetivo de diseñar una estrategia de reingeniería para la detección de gas en Turbocompresores y Turbogeneradores, proceso que se encuentra implementado en la empresa Ecopetrol S.A., compañía perteneciente al sector de hidrocarburos dedicada a la exploración, explotación y puesta final del petróleo crudo, en el cual se emplean diferentes sistemas de detección de gases de acuerdo con la etapa y operación de la planta. Asimismo, el sistema Fire and Gas (F&G) y en especial Oil and Gas, son sistemas de seguridad usados para la detección de gases e implementados actualmente en el CPF de Cupiagua en Aguazul, catalogado de alto impacto para la operación y sus trabajadores. El propósito del Sistema de Detección y Alarma de Incendio (FDA) es proporcionar protección contra incendios basado en la Asociación Nacional de Protección Contra el Fuego (NFPA 72, por sus siglas en inglés), las cuales están ubicadas en diferentes áreas de la planta, que, en términos generales, se sitúan en las zonas de una instalación o edificio que son más susceptibles de ser dañados por un incendio, como áreas donde hay elementos inflamables, hornos, cocinas o almacenes de combustibles.

**Palabras clave:** Reingeniería, detección de gases, turbocompresor, turbogenerador, seguridad Industrial.

### **Abstract**

The challenge of designing a reengineering of the gas detection system in turbocompressors and turbogenerators of the Cupiagua Production Facilities Center (CPF) in Aguazul (Casanare) becomes a key task to ensure safe and efficient operation of the equipment. Therefore, this project is carried out with the objective of designing a reengineering strategy for the detection of gas in turbocompressors and turbogenerators, a process that is implemented in the company Ecopetrol S.A., a company belonging to the hydrocarbon sector, dedicated to exploration, exploitation, and final disposal of crude oil, in which different gas detection systems are used according to the stage and operation of the plant. Likewise, the Fire and Gas (F&G) system and especially Oil & Gas, are security systems used for gas detection and currently implemented in the Cupiagua CPF in Aguazul, classified as having high impact for the operation and its workers. The purpose of the Fire Detection and Alarm System (FDA) is to provide fire protection based on the National Fire Protection Association (NFPA 72), which are in different areas of the plant, which, in general terms, are in the areas of a facility or building that are most susceptible to being damaged by a fire, such as areas where there are flammable elements, ovens, kitchens or fuel warehouses.

**Keywords:** Reengineering design, gas detection sensor, turbocharger, turbogenerator, Industrial safety.

## Tabla de Contenido

Agradecimientos .....	2
Introducción .....	13
Planteamiento Del Problema.....	15
Justificación .....	18
Objetivos.....	20
Objetivo General.....	20
Objetivos Específicos.....	20
Contextualización y Antecedentes del Estudio.....	21
Funcionamiento De Los Sensores De Detección De Gas Y Sus Aplicaciones En Turbocompresores Y Turbogeneradores.....	25
Diagramas P&Id Y Pfd De La Tecnología De Medición Y Control De Gases Para Turbogeneradores Y Turbocompresores.....	26
Código O Identificador “Tag” Del Instrumento .....	27
PAC8000 Safety Net.....	28
Loop Diagram .....	29
Diagrama de Tabulación.....	30
Sistemas Fire And Gas (F&G), Sistema de Eagle Quantum Premier (Eqp), Sistema H-S81-Hs y Reingeniería de Procesos. ....	31
Sistema de Eagle Quantum Premier (EQP). ....	33
Sistema H-S81-HS y Reingeniería de Procesos.....	35
Calibración y Aseguramiento en Campo .....	37

Metodología .....	39
Fase 1 .....	40
Fase 2 .....	48
Fase 3 .....	52
Fase 4 .....	53
Resultados .....	61
Conclusiones .....	63
Apéndices.....	68

## Lista de Tablas

<b>Tabla 1</b> <i>Datos Generales del CPF Cusiana</i> .....	25
<b>Tabla 2</b> <i>Planta Instalada de Sensores de Gas por Equipo en (CPF), Sistema 18-28-38 y Generación Sistema 8001/02</i> .....	42
<b>Tabla 3</b> <i>Asignación Entrada - Canales Análogos PAC-8000 en Turbogeneradores</i> .....	47
<b>Tabla 4</b> <i>Metodología de Control Detectores de Gas</i> .....	47
<b>Tabla 5</b> <i>Relación de Órdenes de Mantenimiento por Generación en Sistema de Gestión SAP</i> .....	50

## Lista de Figuras

<b>Figura 1</b>	<i>Instalaciones CPF Cupiagua</i> .....	21
<b>Figura 2</b>	<i>Esquema del proceso para válvulas de control Joule-Thomson</i> .....	22
<b>Figura 3</b>	<i>Diagrama del Tren de Compresión</i> .....	23
<b>Figura 4</b>	<i>Turbocompresor y Turbogenerador</i> .....	26
<b>Figura 5</b>	<i>Diagrama P&amp;ID</i> .....	27
<b>Figura 6</b>	<i>Código TAG</i> .....	28
<b>Figura 7</b>	<i>Hardware PAC8000 Safety Net</i> .....	29
<b>Figura 8</b>	<i>Proceso del Loop Diagram</i> .....	30
<b>Figura 9</b>	<i>Influence Diagram</i> .....	31
<b>Figura 10</b>	<i>Metodología de Detección de Gas Combustible</i> .....	32
<b>Figura 11</b>	<i>Eagle Quantum Premier® (EQP) Controller EQ3XXX</i> .....	35
<b>Figura 12</b>	<i>-System Architecture H-S81-HS</i> .....	36
<b>Figura 13</b>	<i>Partes de un Turbocompresor</i> .....	40
<b>Figura 14</b>	<i>Turbogenerador a Gas Madero TG7</i> .....	40
<b>Figura 15</b>	<i>Kit de calibración de sensores de 505 Det-</i> <i>tronics</i> .....	50
<b>Figura 16</b>	<i>Transmisor analógico de Zero y Span Diagrama P&amp;ID</i> .....	44
<b>Figura 17</b>	<i>Lecturas del transmisor de presión Diagrama P&amp;ID</i> .....	45
<b>Figura 18</b>	<i>Módulo dual de gas combustible PAC-8000, entradas señales digitales desde</i> <i>campo</i> .....	46
<b>Figura 19</b>	<i>Tendencias de los sensores de gas Turbogeneradores y Turbocompresores CPF-</i> <i>Cup</i> .....	43

<b>Figura 20</b> <i>Electrónica Trasmisor 505 y sensor catalítico CGSS1C6V2R1X.Diagrama P&amp;ID</i> .....	44
<b>Figura 21</b> <i>LOOP DIAGRAM (imagen de referencia)</i> .....	52
<b>Figura 22</b> <i>P&amp;ID (imagen de referencia). Estado del Sistema de Extinción, Cilindros de CO2</i> .....	53
<b>Figura 23</b> <i>Electrónica Trasmisor 505 y sensor catalítico CGSS1C6V2R1X.Diagrama P&amp;ID</i> .....	55
<b>Figura 24</b> <i>Trasmisor de General Monitors S5000 y sensor de gas combustible XCell</i> .....	56
<b>Figura 25</b> <i>Instalación y montaje en superficie de Trasmisor y Sensor GM S500045HA</i> <i>l</i> .....	57
<b>Figura 26</b> <i>Trasmisor y Sensor GM S5000 en campo</i> .....	57
<b>Figura 27</b> <i>Diagrama de Lazo correspondiente a la señal Trasmisor de gas S5000 45HA-</i> <i>l</i> .....	58
<b>Figura 28</b> <i>Pantalla del S5000</i> .....	53
<b>Figura 29</b> <i>Comunicador de campo AMS Trex Device Communicator</i> .....	60
<b>Figura 30</b> <i>Diagrama de la tendencia del transmisor S5000 y señal de 0.0 % LEL 45HA-</i> <i>l</i> .....	61

**Lista de Apéndices**

**Apéndice A** *Tabla Especificaciones De Calidad De Gas Natural Según Rut (1)*  
.....68

### **Lista de Abreviaturas**

CPF – Centro de Facilidades de Producción (siglas en inglés)

GLP – Gas Licuado de Petróleo

FDA – Sistema de detección y alarma de Incendio

NFPA – Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (siglas en inglés)

PECC – Planta de estabilización de condensados

IR – Luz infrarroja

IR3 – Triple infrarrojo

SCI – Sociedad Colombiana de Ingenieros

F&G – Fire and Gas

EQP – Eagle Quantum Premier

LCU – Unidad de Control local

LIOU – Local input / Output Unit

LON/SLC – Local Operación Network Signaling Line Circuit

CO2 – Dióxido de carbono

FM200 – Heptafluoropropano

HMI – Human-Machine Interface

LEL – Límite inferior de explosividad

SAP – Sistemas, Aplicaciones y Productos en Procesamiento de Datos

CMOS – semiconductor complementario de óxido metálico

HART – transductor remoto direccionable de alta velocidad

## Introduccion

El CPF Cupiagua-Cusiana ubicado en Aguazul (Casanare), comenzó su operación en el año 1997 como planta de Gas Licuado de Petróleo (GLP), en donde se han implementado sistemas y sensores de protección para prevenir accidentes, los cuales, son esenciales para garantizar un funcionamiento eficiente y seguro. De tal modo, que la combinación de tecnologías antiguas y nuevas permite una gestión más eficiente y sostenible en el CPF. Por ejemplo, existen Sensores de Vibración, que se utilizan para monitorear la vibración en equipos como turbinas, palas y engranajes. Sensores de Presión, que son empleados en la perforación, exploración y producción de petróleo y gas. Los sensores de presión Wing Union están diseñados exclusivamente para este sector, cuyo monitoreo de parámetros esenciales cuenta con sensores para medir aspectos como flujo, nivel, presión y temperatura, todo lo que contribuye a la seguridad y la optimización de las operaciones (Honeywell, s.f.-a).

Hasta la fecha, se han llevado a cabo estándares de producción cercanos a los 500.000 barriles por día luego de cumplidas las dos fases del proyecto Cusiana - Cupiagua. Siendo así, en toda la operación en la planta de procesos CPF Cupiagua, siempre se ha usado el sistema de F&G y Oil and Gas, que tienen como objetivo monitorear, prevenir y/o controlar la ocurrencia de un incendio o explosiones no controladas o registradas de los combustibles de la operación, como consecuencia de fugas de gases.

Cabe destacar la importancia que tiene la detección de gases en esta operación, y en general, la implementación de dicho proceso en la planta CPF, ya que busca apoyar y reforzar la seguridad para una industria en constante cambio como el sector Oil and Gas (exploración, extracción, refinación, transporte y comercialización) y por supuesto, la protección de los activos de la empresa o recurso humano. Dentro de este proceso de monitoreo y protección, algunas de

las acciones que se aseguran incluyen señales de alarma o notificaciones masivas que comunican información sobre situaciones peligrosas, estaciones de supervisión de alarma, sistemas de comunicación de emergencia, monitoreo constante y la provisión de indicaciones audibles y visuales.

Por todo lo anterior, se comprende la importancia de la detección de gas, y por consiguiente, la gran relevancia del buen funcionamiento de dicho proceso para cada una de las etapas que se vive en la industria. De manera que, para esta implementación de forma correcta y efectiva, se deben tener en cuenta algunos factores como los mantenimientos preventivos y correctivos, el seguimiento a los procesos reales para confirmar los datos registrados, la realización de informes o reportes de incidencias y la vida útil de las herramientas e instrumentos involucrados en el proceso o la compatibilidad que se tiene con la evolución tecnológica (Argüello, 2022).

## Planteamiento Del Problema

La planta GLP del CPF Cusiana, procesa los condensados no estabilizados producidos en las unidades de control de punto de rocío de las plantas de gas, y como productos se encuentran GLP, NGL y gas combustible que es consumido en la operación de las máquinas del CPF. En efecto, las cadenas de producción, según Vegas (2008), son un conjunto de operaciones interrelacionadas de la producción, transformación y comercialización de un producto en un entorno determinado, y Ecopetrol no es ajeno a este sistema, por eso, es importante reconocer que para entender mejor la problemática que se tiene actualmente en el CPF Cupiagua de Aguazul con los sistemas de Oil and Gas, siempre se corre el riesgo de accidentes como fugas de gas, explosiones y otros eventos. Por ello, es crucial mejorar y hacer más seguros los procedimientos y las operaciones de la empresa por medio del monitoreo, la prevención y control de la ocurrencia de un incendio o explosiones, ya que su uso constante y desgaste puede representar un gran riesgo para la seguridad.

Por tanto, se generan reportes de fallas recurrentes en calibración, fallas erróneas de medida para el operador, detección de gas con indicaciones erróneas, discrepancia de indicación aun estando libre el ambiente de gases, calibración de Zero y Span por presencia de gases erróneas, calibración de electrónica por desviación de calibración, desviación de medida por puntos de conexionado en extensión del sensor, generando también incompatibilidad de los instrumentos usados para la detección de gas instalados en las turbinas de reinyección y generación del CPF Cupiagua, en relación con las nuevas tecnologías que se están usando en los protocolos de seguridad.

Estas tendencias detectadas por los sensores de gas en el CPF Cupiagua de Aguazul fueron registradas en tiempo real por el controlador PAD-8000, y considerando esta información,

se proporcionará un resumen de los comienzos de la producción del CPF y su implementación en los sistemas de F&G. Pero, actualmente, se ha notado que en estos procesos se genera cierta incertidumbre en el momento de tener estadísticas de equipos en operación nivel 1, por lo que a diario presentan fallos en sus sistemas de seguridad como fallas erróneas de medida y discrepancias en los indicadores de presencia de gases, entre otros, y lo más preocupante es la incompatibilidad que tiene con los demás sistemas usados en operación, que por ser sistemas o software actualizados, no pueden integrarse con este sistema que ya tiene 25 años de operación.

Por ende, con este proyecto se busca analizar estos aspectos, ya que desde el montaje e inicio de operación de los campos de piedemonte en Cupiagua, se implementaron sistemas de F&G tanto en proceso como en Turbogeneradores y Turbocompresores en el año 1997, y se inició con el sistema Det-tronics 500 y módulos de relevos y detonación.

En esencia, lo que se busca con la implementación de estos sistemas es tener herramientas que permitan proteger la planta en sus instalaciones físicas, a todo el personal que se encuentra activo en esta, y en general, a todos los actores involucrados que estén cerca del área de procesamiento en exploración y explotación del CPF, así como de eventos inflamables y tóxicos de los procesos. Con esto, se entiende que sí es posible reducir el riesgo de una planta con sistemas instrumentados de seguridad, ya que dichos sistemas constituyen la última capa de seguridad preventiva, que, en caso de deficiencia, desencadenaría un evento peligroso produciendo fugas tóxicas, incendios o explosiones.

Desafortunadamente, algunos sensores presentan desperfectos permanentes generando lecturas incorrectas en el controlador PAC8000, que, a su vez, reporta al Human-Machine Interface (HMI), dando como resultado retrabajos y pérdidas significativas para el negocio, lo cual afecta la producción de gas y crudo, así como la generación de energía y venta de GLP,

NGL y demás derivados de producción de la Vicepresidencia Regional Piedemonte VPI.

Al mismo tiempo, una de las faltas más comunes y críticas es la aparición de lecturas erróneas en la interfaz HMI y alertas de altas concentraciones de gas combustible en los compartimentos. Esta situación afecta significativamente la operatividad efectiva del sistema, generando alertas de alta concentración de gases de manera incorrecta debido a su obsolescencia; cabe destacar que se observa esta necesidad por los mismos errores y deficiencias que van surgiendo en el desarrollo del proceso diario por incidencias encontradas por el personal activo en la planta, como reportes de fallas, de errores, detecciones erróneas, e incompatibilidad con los demás instrumentos. Entonces, desde la praxis se encuentran los fundamentos que apoyan este proceso de reingeniería, que tiene como fin la optimización y mejoramiento del proceso de Oil and Gas y sistemas de F&G.

## Justificación

Para la compañía Ecopetrol, encargada del CPF Cupiagua de Aguazul, uno de los principios más importantes son las políticas ambientales y de seguridad, como lo es el desarrollo del trabajo o actividades dentro de la planta, con en el medio ambiente, la protección e integridad de las personas, de la infraestructura y las áreas donde se hace exploración, explotación, transformación y transporte. Por tanto, todo proceso que esté presentando afectaciones o que se considere inseguro, dañino o como evento peligroso, se debe detener, actualizar, revisar, modificar o cambiar, con el único objetivo de garantizar la seguridad y la protección de los múltiples escenarios y los actores involucrados.

Por ello, se resalta la importancia de los instrumentos de detección de gas mencionados anteriormente, y lo primordial que es revisar y controlar su excelente funcionamiento o su adecuada integración con las demás tecnologías implicadas dentro de los procesos. No obstante, esta tecnología por fábrica y por protocolos de comunicación, ha generado fallas recurrentes en calibración y errores de medida para el operador afectando la indicación de gases, y por eso, muchas horas hombre en función de mantenimiento, lo que crea nuevas rutas correctivas fuera de las rutinas preventivas. En consecuencia, con este proyecto se busca, mediante el diseño de un proceso de reingeniería, realizar el cambio de tecnología por sensores de detección de gas en Turbocompresores y Turbogeneradores en el CPF Cupiagua de Aguazul.

Dado que estos sensores se ubican en los compartimentos de la turbina y accesorios, es aquí donde existe la mayor probabilidad de fugas de gases explosivos debido a la temperatura y el entorno, ya sea por combustión o por el *manifold* de control de combustible. Así, para prevenir el impacto negativo de este tipo de fallas en la generación e inyección de gas, se ha vuelto imprescindible inhibir temporalmente las señales de los sensores de detección de gas

combustible que tienen funciones de seguridad para evitar paradas innecesarias de equipos por falsas señales de gas combustible, lo que dejaría los equipos desprotegidos, y vulnerable la planta, aumentando así el riesgo de ocurrencia de un evento de seguridad de proceso, a pesar de contar con un control automático.

Cabe señalar que la empresa cuenta con buenas prácticas en su operación y mantenimiento porque se usan en equipos con estándares de talla mundial siguiendo lineamientos de protocolos internacionales de seguridad. Por su parte, también se puede decir que se tiene el caso de obsolescencia total natural que hace replantear la disposición de nuevas tecnologías acordes a los protocolos de seguridad de procesos y migrar hacia nuevos objetivos y propuestas en el mercado. Esto puede lograrse con detectores de gas combustible Modelo 505 Det-tronics, aunque, en todo caso, se resalta la relevancia de diseñar un proceso de reingeniería para el cambio de tecnología a sensores de detección de gas en Turbocompresores y Turbogeneradores en el CPF Cupiagua de Aguazul.

Por supuesto, estos deben adaptarse a los protocolos de comunicación y controladores existentes para las turbinas de reinyección de gas y generación de energía al optimizar su funcionamiento y su uso con la integración a nuevos sistemas para poder responder a la demanda de la industria y la seguridad y seguir impactando de manera positiva a nivel nacional e internacional. Es así, que este proyecto pretende ayudar a mejorar las herramientas teóricas y prácticas fundamentales para plantear una estrategia que pueda optimizar el uso de tecnologías en el monitoreo, detección y alarmas para gases e incendios, velando cada día por la integración e implementación de buenas prácticas en la gestión de los proyectos y así garantizar confiabilidad y efectividad de la operación y el uso de equipos de alta potencia, más aún, para los Turbocompresores y Turbogeneradores asociados al proceso.

## **Objetivos**

### **Objetivo General**

Proponer la reingeniería para el uso de sensores de detección de gas en Turbocompresores y Turbogeneradores en el CPF Cupiagua de Aguazul.

### **Objetivos Específicos**

Diagnosticar las fallas actuales del sistema de F&G de Turbogeneradores y Turbocompresores y su trazabilidad en el sistema SAP del CPF Cupiagua de Aguazul.

Diseñar un Loop Diagram y diagramas de tabulación e instrumentación (P&ID), diagrama de flujo de proceso (PFD) de la tecnología de medición y control de gases aplicada a los turbogeneradores y turbocompresores en el CPF Cupiagua de Aguazul, de acuerdo con especificaciones técnicas y requerimientos del sistema.

Desarrollar la adaptación de los controles y alarmas de gas de Turbocompresores y Turbogeneradores en el CPF para garantizar una respuesta inmediata ante la detección de un nivel peligroso de gases.

## Contextualización y Antecedentes del Estudio

Inicialmente, para reconocer mejor el contexto de las instalaciones, en la figura 1 se muestra una panorámica del Centro de CPF Cupiagua.

### Figura 1

#### *Instalaciones CPF Cupiagua*



*Nota.* Grupo de Operaciones Planta Cupiagua. Tomado de. Ecopetrol.

Para el proceso en general, el tratamiento mínimo para uno de los gases que se produce es la deshidratación, el cual depende de la composición del gas. Los siguientes, son los pasos o etapas para el tratamiento y procesamiento de estos líquidos recuperados:

- Separación inicial.
- Compresión.
- Remoción de gas ácido.
- Deshidratación (control de punto de rocío por agua).
- Control de punto de rocío por hidrocarburo.
- Fracción y producción de LPG.
- Estabilización de condensados.

Se puede decir que estos pasos están involucrados casi en su totalidad en procesos

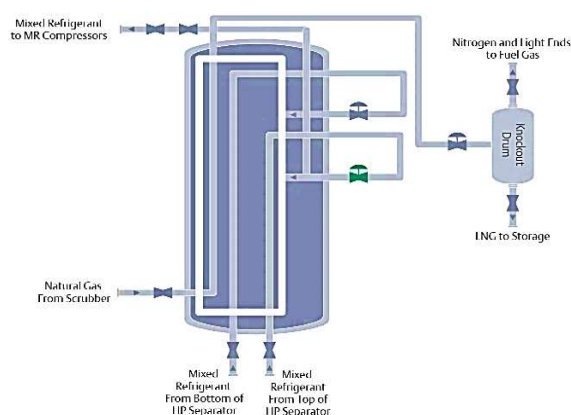
físicos de tratamiento y procesamiento de gas, con la excepción de la remoción de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, que involucra reacciones químicas. Continuando el proceso en su última etapa, se realiza toda la fase de estabilización de los fluidos:

- Separación trifásica de alta presión (250 psi).
- Separación trifásica de presión intermedia.
- Separación bifásica de baja presión (50 psi).

El gas crudo o gas agrio que se origina en el CPF Cusiana es endulzado y deshidratado como una de las fases en el tratamiento para cumplir con los requerimientos de transporte de gas por los gasoductos estipulados en el Reglamento Único de Transporte o Normativa (RUT - ver Anexo A). En la siguiente fase, el gas llega a las unidades de control de rocío tipo Joule-Thomson y a tres unidades turboexpansoras encargadas de realizar expansión/compresión, para descargar al cabezal de medición para su despacho a los gasoductos de Apiay y Porvenir de propiedad de TGI. En la figura 2, se puede apreciar un diagrama de flujo del proceso.

## Figura 2

### *Esquema del Proceso Para Válvulas de Control Joule-Thomson*



*Nota.* Tomado de. Soluciones para válvulas de control Joule-Thomson, por Emerson MX, (s.f.).

<https://www.emerson.com/es-mx/automation/valves/controlvalves/joule-thomson-control-valve->

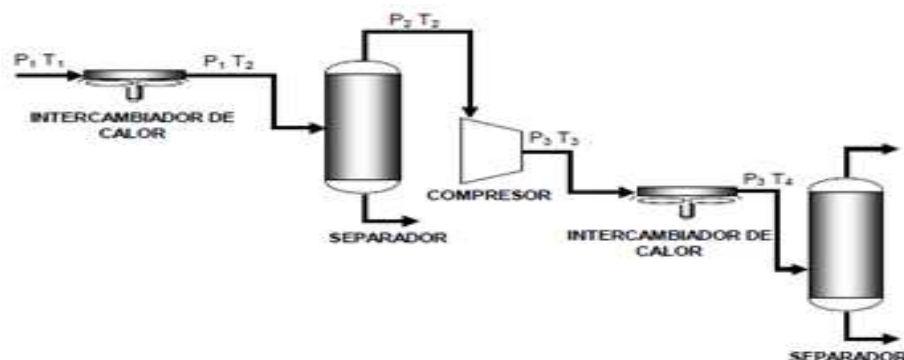
## solutions

Dentro del proceso de producción, cabe anotar que el CPF tiene una capacidad de tasas de producción superiores a los 340.000 barriles por día, e igualmente, pueden reinyectarse 1.500 millones de pies cúbicos de gas al día con equipos de alta potencia como lo son las turbinas de Reinyección Tren 1, 2 y 3, compresión alta y baja presión, de igual manera, estas compresiones de gas permiten mantener la presión del yacimiento y los niveles de presión hasta 5600 PSI en su cabezal. En este sentido, los trenes se refieren a diferentes etapas o componentes en una estación de gas. En particular, en el diseño de una estación de gas natural donde su producción se da por Reinyección a gas, los trenes pueden representar diferentes sistemas o subsistemas dentro de la instalación.

Donde, el tren número 1,2 y 3, turbocompresores de media y alta presión, se encarga de la compresión del gas de proceso y aumentar su presión en etapas; la succión cabezal común de baja presión 560 psi y descarga a 1800 psi, siendo esta descarga succión para cabezal de alta descargando 5600Psi en un cabezal común.

### **Figura 3**

*Diagrama del Tren de Compresión*



*Nota.* Tomado de. Alternativas de acondicionamiento del gas natural de campo Escuela Colorado-CEC como gas de venta, por Jerez, L., & Peña, Y. (2012).

<https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/fd400631-c462-4ca0-b0bc-bf041b50361c/content>

A través del tiempo, el negocio se ha transformado por diferentes necesidades y problemáticas detectadas en el mercado, pasando de ser un campo productor de hidrocarburos crudos a un productor de gas natural, algo cardinal para las energías limpias a nivel nacional, con una producción de gas domiciliario de hasta 212,26 millones de pies cúbicos estándar por día en la nueva planta de gas PG, esta cifra equivale al consumo de once millones trecientos mil viviendas promedio en un día, lo que supera las expectativas para la capacidad instalada de la planta, que inició operaciones en el año 2012 y es propiedad en su totalidad de Ecopetrol.

También está presente la planta de Gas Licuado construida en el CPF, la cual recibe todos los líquidos generados en el control de rocío de las plantas de gas Dew Point, realizando su estabilización en una Vasija de Flasheo, donde el gas sale para el cabezal de fuel gas de alta presión y un flujo mínimo va hacia la cima de la CT- Deetanizadora, mientras que la parte líquida se dirige hacia el plato número 10, y allí, mediante un flujo o corriente caliente se le retiran los metanos y etanos que van al sistema de fuel gas, en tanto la parte líquida de la CT - Deetanizadora va como alimento hacia la torre CT – Debutanizadora, en la cual, básicamente, mediante un intercambiador de aceite caliente y una presión y temperatura determinada por la parte superior, salen los C3 y C4 o GLP, y en la parte inferior salen los C5+ o NGL, el GLP va hacia las balas de almacenamiento y de allí es bombeado a la zona de despacho mediante camiones cisterna para el consumo al interior del país; y por el fondo, los NGL estabilizados se mezclan con la corriente que va a los tanques de producción de crudo. En la tabla 1 se encuentran algunos datos generales del CPF Cusiana.

**Tabla 1***Datos generales del CPF Cusiana*

Prod. Crudo (bopd)	Gas Producido (MMSCFD)	Gas Ventas (MMSCFD)	GLP (BPD)	Inyección de agua (BPD)	Pozos Productores	Pozos Inyectores
8500	540	270	7500	25000	20	9

*Nota.* Grupo de Operaciones Planta Cusiana EQUION.

### **Funcionamiento De Los Sensores De Detección De Gas Y Sus Aplicaciones En Turbocompresores Y Turbogeneradores**

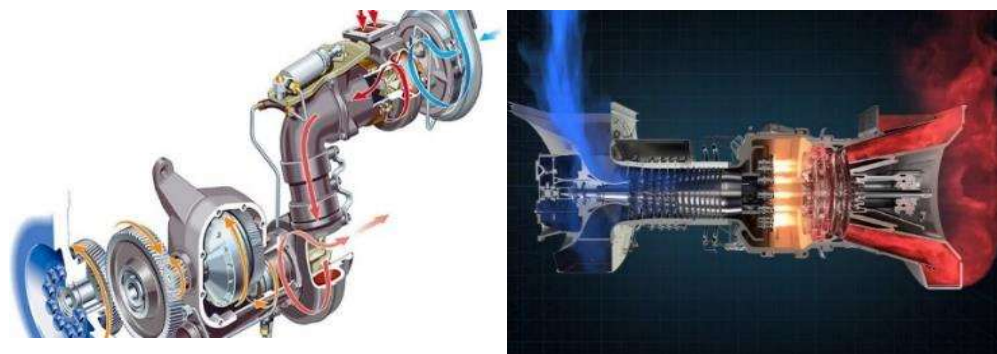
En primera instancia, como lo señala Larco (2011), la protección contra incendios y accidentes es un campo de la seguridad que crece a un ritmo acelerado, lo que exige a aquellos que trabajan en este campo mantenerse al día en cuanto a normas y estándares para proporcionar un trabajo de calidad en la prevención de riesgos de incendios o explosiones. Por lo tanto, se destaca la importancia de contar con los sistemas adecuados para prevenir y mitigar graves riesgos relacionados con el tratamiento de elementos volátiles, por lo que los sensores de detección de gas son parte clave en este tipo de industria.

En esencia, como lo señala Castañeda-Aviña (2018), los sensores de detección de gas más utilizados están basados en óxidos metálicos semiconductores que cambian su conductividad eléctrica cuando se exponen a los gases presentes en la atmósfera. A causa de que la temperatura influye en la sensibilidad de estos sensores, es necesario controlar cuidadosamente su temperatura de operación, por lo que utilizan un calefactor integrado de platino que tiene la doble función de calentar y controlar ese aspecto. De tal forma, que los sensores de detección de gas monitorean la presencia de gases peligrosos en los

Turbocompresores y Turbogeneradores, ayudando a prevenir igniciones y afines. La figura 4 muestra un turbocompresor y un turbogenerador respectivamente.

#### **Figura 4**

##### *Turbocompresor y Turbogenerador*



*Nota.* Tomado de. Funcionamiento de una Turbina de gas, por Rincón Educativo, (s.f.),

<https://rinconeducativo.org/es/recursos-educativos/funcionamiento-de-una-turbina-de-gas/>

### **Diagramas P&Id Y Pfd De La Tecnología De Medición Y Control De Gases Para Turbogeneradores Y Turbocompresores**

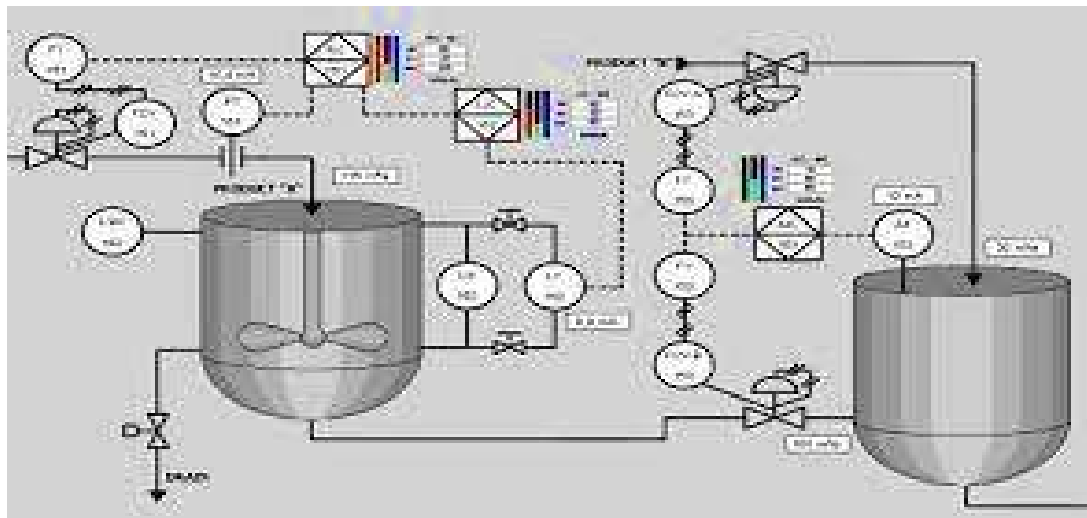
De acuerdo con Nirosa (2022), los diagramas son una técnica de ingeniería que se lleva a cabo para representar la construcción, operación y mantenimiento de sistemas y equipos, por lo que los Diagramas de Flujo de Proceso (PFD) muestran una visión general del proceso industrial con sus condiciones de operación y el control básico. Por consiguiente, estos ofrecen una explicación ordenada y concisa de todos los pasos dentro de los procesos industriales para crear un estudio claro y detallado de los métodos a realizar, esto, en conjunto con los diagramas de tuberías e instrumentación Piping and Instrumentación Diagram (P&ID) que proporcionan una visualización minuciosa de los flujos de proceso, los equipos y los elementos de instrumentación instalados; en otras palabras, un diagrama P&ID (o diagrama de instrumentación y



mismo instrumento dentro de un mismo lazo de control. En la figura 6 se presenta un ejemplo de este identificador.

### Figura 6

*Código TAG*



*Nota.* Tomado de. *Identificación de instrumentos: ¿Cómo armamos los TAG?*, por Villajulca, J., (2020), <https://instrumentacionycontrol.net/identificacion-de-instrumentos-como-armamos-los-tags/>

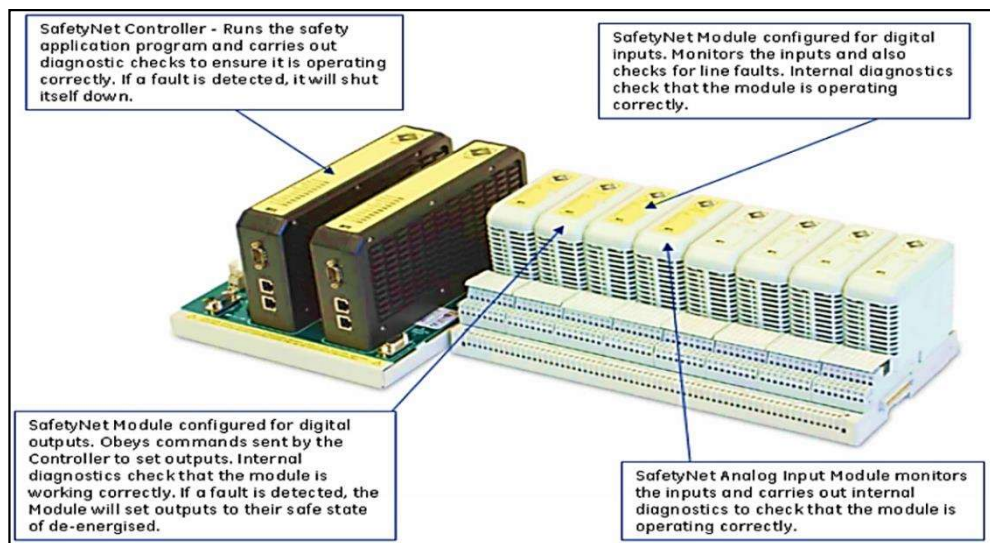
### PAC8000 Safety Net

Según Massy Energy (2023), el PAC8000 Safety Net es un dispositivo o controlador programable certificado para ser utilizado en aplicaciones de seguridad hasta el Nivel 2 de Integridad de Seguridad (SIL 2). Este controlador es especialmente útil para detectar incendios y gases, manejar quemadores en situaciones de parada de emergencia y para otros fines relacionados con la seguridad industrial. Este se programa utilizando el software Workbench, una herramienta que también se emplea para programar otros productos PAC8000 de Emerson, a la vez que el paquete Workbench proporciona a los desarrolladores un conjunto de herramientas útiles para programar las funciones de seguridad del dispositivo utilizando uno de los tres

lenguajes IEC 61131-3. Además, proporciona instrumentales para probar el programa y ayudar en la puesta en marcha del dispositivo. En la siguiente figura se puede ver este controlador.

### Figura 7

*Hardware PAC8000 Safety Net.*



*Nota.* Tomado de. *PLC PAC8000*, por Opertek, (s.f.), <https://www.opertek.com/hardware/plc-pac8000/>

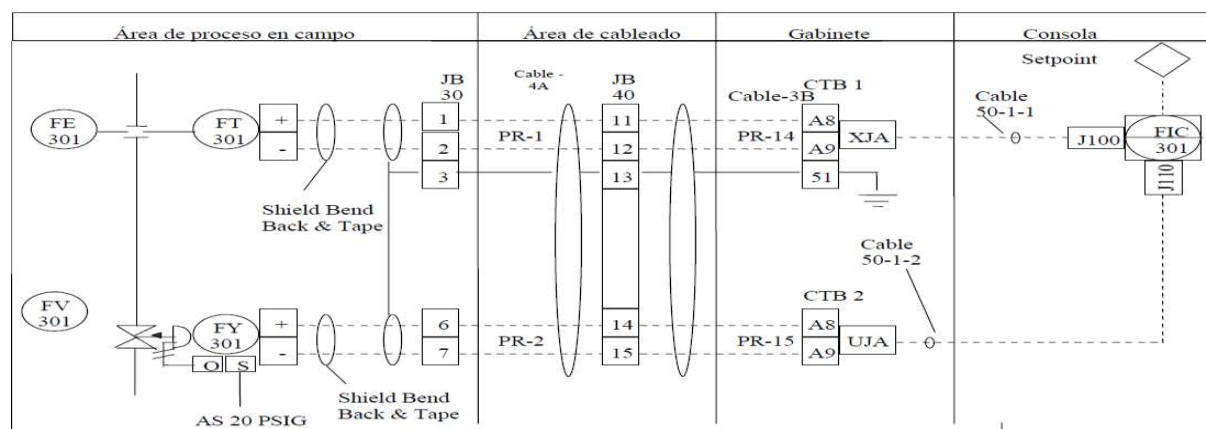
El PAC8000 es un sistema de la turbina a gas, que está provisto de un sistema de protección contra fuego, conformado por detectores ultravioleta, detectores de gas, boquillas para inyección de CO<sub>2</sub> y cilindros para su almacenamiento, que cuenta con detectores de llama, detector de incremento térmico y detectores de gas.

### Loop Diagram

Los diagramas de circuitos o Loop Diagram, muestra las relaciones entre diferentes componentes de un sistema, y se utilizan para describir cómo se comporta el sistema y para identificar las variables y las conexiones entre los componentes (Villajulca, 2022). Este se usa combinado para analizar las relaciones causales y el efecto de la retroalimentación en problemas cotidianos, por lo cual, al comprender estos factores, es posible modelar mentalmente el

problema, mapeando explícitamente los cambios espaciales y temporales (modelado mental) que describe la comprensión del problema y lo hace transparente para los demás con el uso de un diagrama bucle causal (CLD). En la figura 8 se muestra el proceso mediante este diagrama.

**Figura 8**



*Nota.* Tomado de. Introduction to systems and causal loop diagrams, por Haraldsson, H.V., (2004), [https://www.researchgate.net/publication/258261003\\_Introduction\\_to\\_system\\_thinking\\_and\\_causal\\_loop\\_diagrams](https://www.researchgate.net/publication/258261003_Introduction_to_system_thinking_and_causal_loop_diagrams)

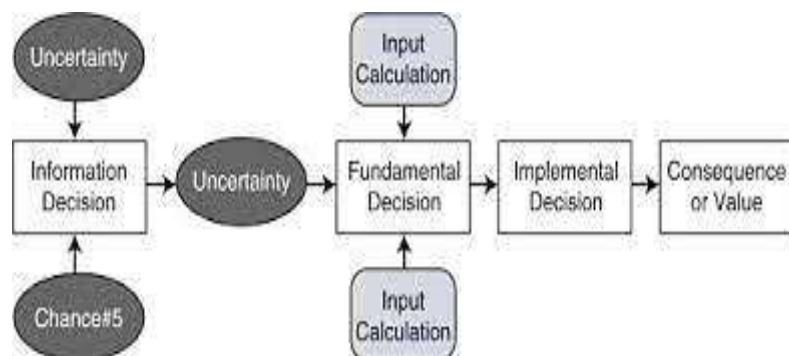
### Diagrama de Tabulación

Carriger & Newman (2011), indican que los diagramas de tabulación (o diagramas de influencia) son un tipo de gráfico que representa los factores que influyen en un fenómeno o problema y suelen usarse para comprender mejor una situación compleja y detectar posibles relaciones entre diferentes variables. Este tipo de diagrama es útil en la industria petrolera y similares, para identificar y evaluar componentes que pueden afectar el rendimiento y la seguridad de las instalaciones, es decir que utilizar un diagrama de tabulación ayuda a tomar decisiones sobre el uso de elementos potencialmente peligrosos en la industria, considerando no solo datos técnicos sino también información relacionada con el proceso y juicios de expertos. En la figura 9 se pueden ver el orden e influencia del proceso acorde con el diagrama de

tabulación.

### Figura 9

#### *Influence Diagram*



*Nota.* Tomado de. Sustainable land development and restoration: Decision consequence analysis, por Brown, K., Hall, W. L., Snook, M. H., & Garvin, K., (2010),

<https://books.google.com.co/books?id=Vtwt5rG1bEMC>

### **Sistemas Fire And Gas (F&G), Sistema de Eagle Quantum Premier (Eqp), Sistema H-S81-Hs y Reingeniería de Procesos.**

Los sistemas F&G son procedimientos de protección que monitorean y detectan incendios y gases peligrosos en instalaciones industriales como petroquímicas y refinerías, motivo por el cual son instrumentos que previenen eventos inflamables y tóxicos en las instalaciones de procesos frente a un escenario de pérdida de contención de materiales peligrosos (Psymingeniería, s.f.). Si bien otros sistemas de seguridad pueden reducir el riesgo, el sistema F&G es la última capa de protección contra eventos peligrosos, pues si falla, puede provocar situaciones dañinas como fugas de gases tóxicos o incendios (Phelan, 2007).

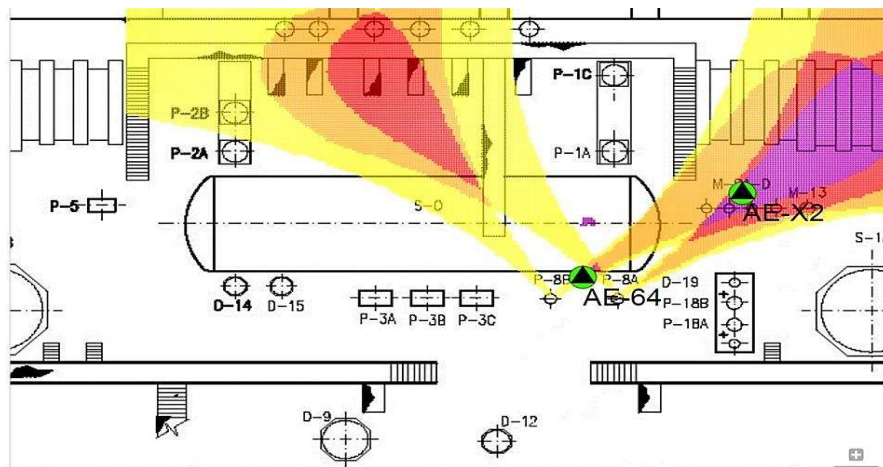
Es así, que en la Filosofía de Operación de los Sistemas F&G, existen 2 subsistemas funcionales: el primero, es la Detección de Fuego/Gas, que a través de sensores, pueden ser diferentes dependiendo de las necesidades específicas de cada planta industrial como llamas

infrarrojas o UV, humo, difusión de combustible, o difusión de gases peligrosos (Phelan, 2007), determinan la presencia de fuego o gas, algo que es una amenaza real para la seguridad. El segundo subsistema es la extinción que normalmente es un agente Limpio como el Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) o Heptafluoropropano (FM200) para el caso del fuego, y para el caso de presencia de gas combustible, se activa una alarma y alta concentración de gas, asociadas a acciones para controlar o mitigar el impacto por esta condición.

Otra característica de este sistema es que es autónomo o automático cuando debe responder ante la detección de fuego, dando la orden de descarga de CO<sub>2</sub> del banco seleccionado (descarga rápida, descarga lenta), y también debe comunicar al control de turbina el inicio del proceso de parada de emergencia y otras acciones para contener el CO<sub>2</sub> dentro de los compartimientos y que la extinción sea efectiva. Lo anterior se da siempre y cuando el sistema esté completamente habilitado, en modo automático; el banco de descarga rápida o inicial lo conforman 6 cilindros de CO<sub>2</sub>, y el banco de descarga extendida lo conforman 11 cilindros de CO<sub>2</sub>, para un total de 17 cilindros para generación y 10 para compresión. La figura 10 demuestra sus características.

### Figura 10

#### *Metodología de Detección de Gas Combustible*



*Nota.* Tomado de. Tomado de Seguridad de procesos: Incendio y gases, por PS&M, (s.f.), <https://psymingenieria.com/seguridad-procesos/fire-gas/>

En la anterior imagen se identifican los escenarios que pueden generar consecuencias por fognazo y sobrepresión. Luego, se crean los contornos de fuga y las huellas en el plano de planta a la altura relevante, donde cada evento tiene una frecuencia asociada que se debe establecer. El solapamiento de las nubes crea áreas con mayor concentración de frecuencia, lo que ayuda a determinar las ubicaciones óptimas para los detectores, los cuales se colocan en esas regiones, comenzando por la planta con mayor riesgo. Después de asignar un detector, se recalcula el riesgo para los eventos aún no detectados, ya que si no se alcanza la cobertura objetivo, se colocan más detectores siguiendo el mismo proceso hasta lograr el valor deseado de cobertura.

### **Sistema de Eagle Quantum Premier (EQP).**

Según Det-Tronics (s.f.), este controlador de Sistemas de Seguridad es un dispositivo diseñado para encontrar y proteger contra condiciones adversas en aplicaciones industriales, especialmente en zonas de riesgo, capaz de detectar llamas y gases peligrosos y proporcionar alarmas y notificaciones. Al mismo tiempo, el EQP es configurable y distribuido con todos los componentes del sistema integrados en una red de comunicación digital tolerante a fallas y realiza múltiples funciones en supervisión y protección de áreas de alto riesgo, por lo que representa un sistema de detección de fuego - gases y agente extinguidor combinado con un sistema de supervisión de gases peligrosos.

De igual modo, estos dos sistemas están relacionados en una comunicación digital tolerante en red con los dispositivos de monitoreo y la interfaz de operación, el sistema de EQP

utiliza arquitectura distribuida avanzada en supervisión de señales de proceso análogas de combustible o concentraciones de gas tóxico, dispositivos tales como alarma de incendio manuales y detectores de calor, así como Det-Tronics 505 que realiza detección óptica de llama. Entonces, en concordancia con Det-Tronics (s.f.), este consta de tres componentes básicos:

1. La Unidad de Control Local (LCU): funciona como el motor principal del sistema, contiene la lógica de incendios y proporciona controles de interfaz de operador.
2. Local input / Output Unit (LIOU): es parte de detección de incendios del sistema y realiza funciones como agente de supresión de incendios.
3. Local Operación Network Signaling Line Circuit (LON/SLC): permite la comunicación de los dispositivos de entrada y salida con la LIOU.

Este sistema de monitoreo y detección de llama posee un software de configuración y operación llamado Eagle Visión-NT y asegura la información del estado de las variables de proceso permitiendo un acceso rápido a esta información. Algunas de sus características y funcionalidades son: este software no posee claves de teclado, el programa es de naturaleza gráfica, la base de datos del software contiene toda la información para la configuración del Det-Tronics 505, tiene un *password* de protección para evitar modificaciones de personal no autorizado, permite grabar 8 alarmas recientes, describe en detalle el estado de la información, registra la información de calibración de Zero y Span de los sensores, y accede a las tendencias de los elementos relacionados al sistema (Freire, 2012).

En conjunto, está diseñado para la protección de la planta de estabilización de condensados (PECC) y equipos de alta tecnología para aplicaciones de seguridad de procesos, cuyas principales aplicaciones se hallan en procesos en plantas, refinerías, producción de energía, y otras. La figura 11 muestra los tipos de controladores.

## Figura 11

*Eagle Quantum Premier® (EQP) Controller EQ3XXX*



*Nota.* Tomado de. Manual of Detector Electronics Corporation, por Det-Tronics, (2017),

<https://www.det-tronics.com/Content/documents/505-CGS-Transmitter-Instruction-Manual.pdf>

Al respecto, conviene recordar que un sensor de gas es un dispositivo que mide la cantidad de uno o varios gases presentes en el ambiente. A veces, estos dispositivos necesitan ser calibrados para asegurarse de que estén dando lecturas precisas.

### **Sistema H-S81-HS y Reingeniería de Procesos**

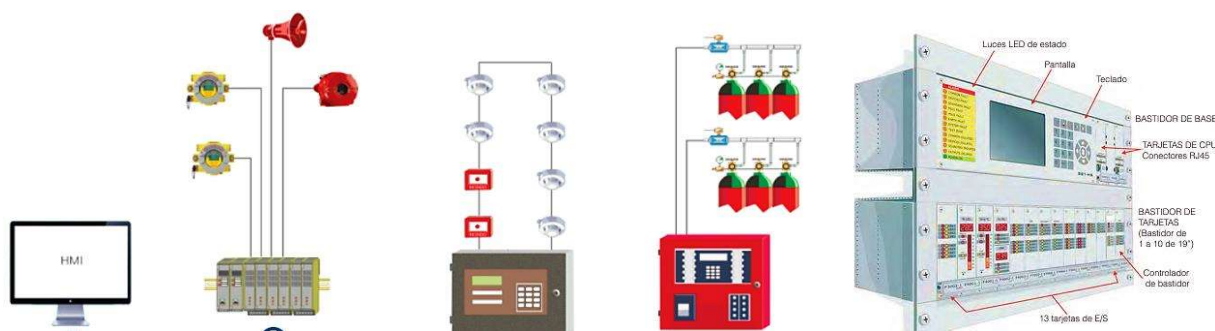
El controlador HS-81-HS de F&G controla la detección, alerta y extinción de agentes peligrosos, con la ventaja de que puede comunicarse con otros dispositivos y se puede usar tanto para áreas de procesos como para estaciones de personal. Este sistema también tiene la capacidad de detectar llamas, humos y gases y puede manejar la extinción y la liberación de los agentes para apagar el incendio, además, contiene clasificaciones críticas SIL2 y SIL3 y cumple con los estándares NFPA-72 y EN-54 (Argüello, 2023). Igualmente, tiene la capacidad única de realizar un “intercambio en caliente”, lo que permite reemplazar y configurar la CPU y las s de alimentación sin necesidad de apagar el sistema reduciendo el tiempo de inactividad (Rota Flow, s.f.).

El H-S81-HS puede interactuar con otros paneles del mismo tipo, así como con sistemas

de supervisión y SCADA a través de protocolos propietarios y estándar, como Ethernet, TCP/IP y Modbus. También cuenta con elementos de detección de entrada y salida tales como: sensores de gases puntuales de absorción por infrarrojo (IR), detectores de tipo Open Path (camino abierto) que monitorean gas combustible, detectores de llama que son de tipo infrarrojo multiespectro, y como mínimo, triple infrarrojo IR3, válvulas de diluvio del SCI integradas con el sistema de detección y alarma de F&G, de tal forma que puedan ser supervisadas y operadas remotamente desde el cuarto de control de operaciones (además de su operación local), estaciones manuales de alarma, que, en un sistema de detección y alarma de F&G, al ser accionadas por el personal en la planta, transmiten señales de alarma al panel de control del sistema de F&G que activan las alarmas visuales y/o auditivas más cercanas al lugar del accionamiento, dispositivos de alarma visual y auditiva en localizaciones estratégicas a lo largo de las áreas de proceso, dentro y en los alrededores de las edificaciones para alertar sobre la existencia de una emergencia en su interior (Honeywell, s.f.-b). La figura 12 muestra dicho sistema.

### Figura 12

#### *System Architecture H-S81-HS*



*Nota.* Tomado de. Honeywell HS-81-HS fire and gas controller, por Rota Flow, (s.f.),

<https://www.rotaflow.ca/honeywell-hs81-hs-fire-and-gas-controller/>

La información proveniente de los dispositivos de campo, como los sensores de llama, es transmitida a la unidad de control para ejecutar supresión de la lógica de fuego, controlar el agente causante de llama, señalar y anunciar las salidas correspondientes al evento, así como establecer comunicación con sistemas externos de la interfaz del operador para configuración y monitoreo.

### **Calibración y Aseguramiento en Campo**

En concordancia con el Manual of Detector Electronics Corporation de Det-Tronics. (2017), la calibración y aseguramiento en campo es un proceso esencial para garantizar que los instrumentos de medición funcionen correctamente y proporcionen resultados precisos. En el contexto específico de multímetros digitales y siguiendo las recomendaciones del manual señalado, conviene mencionar algunos puntos clave donde este procedimiento se lleva a cabo con multímetro digital estándar y equipos patrones con rango de medida en voltaje y corriente para asegurar calibración.

En este sentido, se resalta que la calibración es el proceso mediante el cual se ajusta un instrumento de medición para que proporcione resultados coherentes y confiables, igualmente, se compara la lectura del instrumento con un equipo patrón de referencia para determinar cualquier desviación, en tanto los multímetros digitales miden voltaje, corriente y resistencia, por lo que su calibración debe abordar estos parámetros (Istec, 2022).

Otros aspectos importantes se refieren a Equipos Patrones, que son instrumentos de medición de alta precisión que se usan como referencia para calibrar otros dispositivos, tales equipos deben estar certificados y tener trazabilidad a estándares nacionales o internacionales. Ahora, según TCM (2018) en el caso de los multímetros digitales, dichos patrones deben tener

un rango de medida que cubra los valores típicos de voltaje y corriente que se encuentran en el campo.

En cuanto al aseguramiento en campo, implica verificar la calibración *in situ* de los instrumentos y se ejecuta mediante un multímetro digital estándar (que debe estar previamente calibrado) para comparar las mediciones con el instrumento bajo prueba, se ajustan los valores según sea necesario para asegurar que el multímetro esté dentro de los límites aceptables de error, resaltando la importancia de seguir las instrucciones específicas proporcionadas por el fabricante (en este caso, Det-Tronics). Además, se deben registrar los resultados de la calibración para mantener un historial y asegurar la trazabilidad.

### **Determinación del Porcentaje de Gas Combustible**

Como lo mencionan León Alvarado y León Castro (2009), la información de los sensores y transmisores se procesa para calcular el porcentaje de gas combustible en el área. Esto se basa en la concentración de gas detectada y su relación con los límites de seguridad establecidos; donde la Filosofía de Control asegura que los sensores y transmisores funcionen correctamente y que se tomen medidas adecuadas en caso de detección de gas. De modo, que el porcentaje de gas combustible se determina mediante el procesamiento de estas señales para mantener un entorno seguro.

## **Metodología**

Para el diseño de reingeniería en el uso de sensores de detección de gas en Turbocompresores y Turbogeneradores en el CPF Cupiagua de Aguazul, es fundamental aplicar métodos de análisis que permitan una caracterización precisa de la situación actual y la identificación de oportunidades de mejora. A continuación, se presentan métodos de análisis como: Análisis de Procesos Actuales, donde, inicialmente, se pueden mapear los procesos existentes relacionados con el uso de sensores de detección de gas en los Turbocompresores y Turbogeneradores; identificación de ineficiencias, cuellos de botella y puntos críticos en el flujo de trabajo presente, además del uso de diagramas de flujo, mapas de procesos y análisis de tiempos para visualizar y comprender los procesos en curso (Añez, 2023).

En conjunto, es oportuno analizar las tecnologías emergentes, así como las tendencias y avances recientes en el campo de la detección de gas, por mencionar algunos; todo esto, dado que la reingeniería implica un enfoque holístico, considerando tanto los aspectos técnicos como los humanos y organizativos, con el propósito de obtener una caracterización de una situación concreta, como se señala dentro de los objetivos específicos de este proyecto.

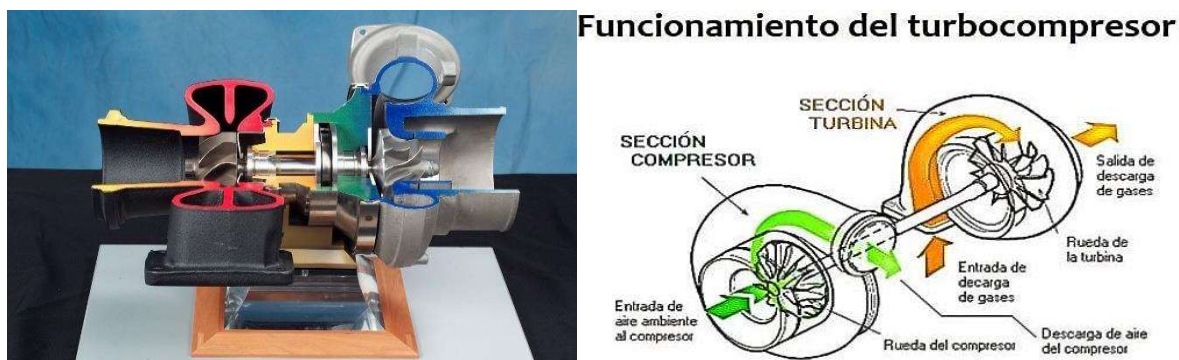
A continuación, se presentan las respectivas fases de este proyecto

### Fase 1

Identificar el procedimiento y la tecnología actual usadas en la detección de gas en Turbocompresores y Turbogeneradores respectivamente (Figura 13).

### Figura 13

#### *Partes de un Turbocompresor*



*Nota.* Tomado de. Cómo funciona el turbocompresor, por Talleres Cuenca, (2019),

<https://tallerescuenca.com/como-funciona-el-turbocompresor/>

En la figura número 14 se observa un Turbogenerador moderno.

### Figura 14

#### *Turbogenerador a Gas Madero TG7*



*Nota.* Tomado de. Central de cogeneración de 25 MW en la refinería Madero (PEMEX, México)

con turbina de gas, por IDOM, (s.f.), <https://www.idom.com/proyecto/central-de-cogeneracion-de-25-mw-en-la-refineria-madero-pemex-mexico-con-turbina-de-gas/>

Conjuntamente, según Hernández (2008), los lazos de conexión se refieren a sistemas de control electrónico que generan una señal de salida cuya fase está relacionada con la fase de una señal de entrada. En el contexto de los Turbogeneradores y Turbocompresores, una vez identificados los modos de falla más recurrentes en los sensores instalados, se ha observado que los lazos de conexión también pueden sufrir daños y desgaste debido a vibraciones y altas temperaturas durante el tiempo de operación. Estos lazos son cruciales para mantener la integridad y el funcionamiento adecuado de los sistemas de detección y protección contra incendios (F&G).

### ***Descripción Del Proceso De Detección De Gases***

En el CPF Cupiagua, los equipos de alta potencia utilizados en los procesos de reinyección y turbo generación, están respaldados por sistemas de protección contra incendios y gases, hallándose instalados en cada uno los trenes de reinyección de gas (sistemas 18-28-38) y en el sistema de generación (sistema 8001/02). Las turbinas de compresión y generación son los principales equipos en estos sistemas, donde, en dichos equipos, se integran sistemas de protección F&G que incluyen sensores de fuego, (detectores de incremento térmico), compartimiento de accesorios (04), turbina (8001/02), eje de carga (05), excitatriz (02) con sistema de descarga de CO<sub>2</sub>, y el controlador actualizado PAC8000 Safety Net (Opertek, s.f.). Asimismo, se encuentran sensores de gas combustible en accesorios (02) y compartimiento de turbina (02) (Safety Systems Technology, s.f.).

Con el objetivo de asegurar la operatividad continua y la integridad de la planta, es crucial garantizar el correcto funcionamiento de todos los sistemas de protección contra fugas de gases, incendios o explosiones. Así, la distribución de la base instalada del sistema F&G en los Turbocompresores y Turbogeneradores sigue la disposición detallada en la Tabla 2, en la cual se

registran la marca y la tecnología, siendo Det-Tronics 505 la información correspondiente. A la vez, se incluyen los códigos extendidos (números de parte) asociados a cada componente.

**Tabla 2**

*Planta instalada de sensores de Gas por Equipo en (CPF), Sistema 18-28-38 y generación sistema 8001/02*

Compartimie nto	TAG	Codigo Extendido	De	Selecion	Descripcion	Val.Min Calibrado	Val.Max Calibrado
Accesorio	45HE- 1	Det-Tronics 505			Sensor De Gas Catalitico	0% LEL	50% LEL
		Sensor Gas Combustible CGSS1C6V2R1X					
	45HE- 2	Det-Tronics 505			Sensor De Gas Catalitico	0% LEL	50% LEL
		Sensor Gas Combustible CGSS1C6V2R1X					
Turbins	45HT- 1	Det-Tronics 505			Sensor De Gas Catalitico	0% LEL	50% LEL
		Sensor Gas Combustible CGSS1C6V2R1X					
	45HT- 2	Det-Tronics 505			Sensor De Gas Catalitico	0% LEL	50% LEL
		Sensor Gas Combustible CGSS1C6V2R1X					

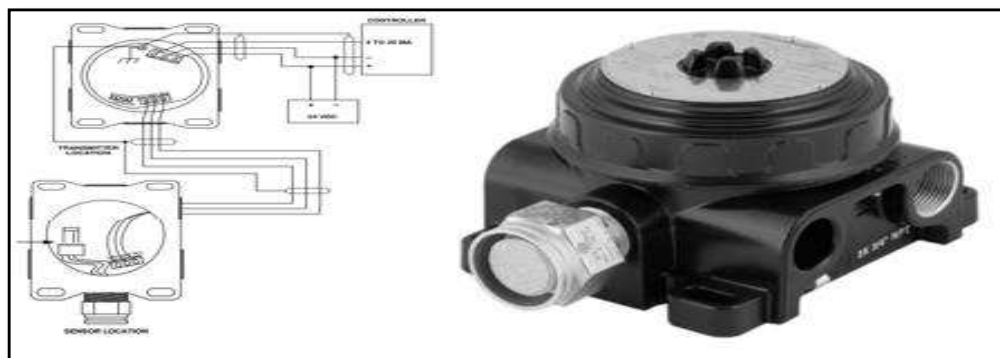
*Nota.* Montaje y Configuración Equipos Actuales

El Manual de los Transmisores de Gas Combustible Det-Tronics 505, funcionan gracias al transmisor modelo 505 que se utiliza con un sensor de gas catalítico de voltaje constante para proporcionar una señal de salida lineal de 4 a 20 mA correspondiente a una concentración de gas LEL de 0 a 50 %. Las comprobaciones intrusivas de calibración y sensibilidad del sensor se realizan con un multímetro digital estándar, una caja de conexiones a prueba de explosiones con funda removible y se incluye con todos los modelos 505 con opción de impedancia de bucle (Det-Tronics, 2017).

La calibración y aseguramiento en campo se efectúa con multímetro digital estándar y equipos patrones con rango determinado de medida en voltaje y corriente para asegurar la calibración en concordancia con las recomendaciones según el Manual de Mantenimiento. A la par, el sensor de gas combustible catalítico CGSS1C6V2R1X, y todos los transmisores ubicados en los diversos equipos, específicamente en los Turbocompresores y Turbogeneradores, han sido instalados y configurados exclusivamente para la medición de gases inflamables. La figura 15 muestra un kit de calibración.

### Figura 15

*Kit de calibración de sensores de 505 Det-tronics*



*Nota.* Tomado de. Manual of Detector Electronics Corporation, por Det-Tronics, (2017),

<https://www.det-tronics.com/Content/documents/505-CGS-Transmitter-Instruction-Manual.pdf>

Ahora, en la figura 16 se muestra un transmisor analógico de Zero y Span.

**Figura 16**

*Transmisor analógico de Zero y Span Diagrama P&ID*

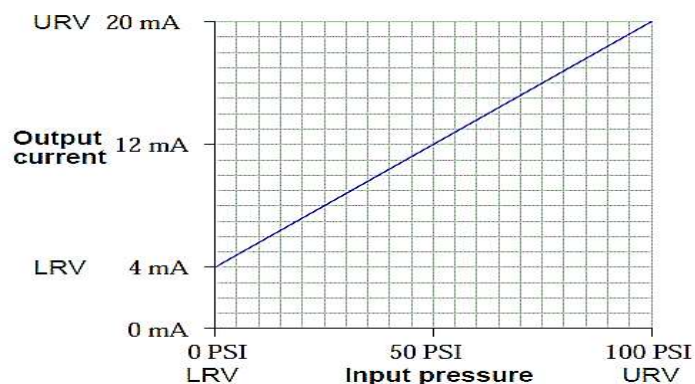


*Nota.* Tomado de. Identificación de instrumentos: ¿Cómo armamos los TAG?, por Villajulca, J., (2020), <https://instrumentacionycontrol.net/identificacion-de-instrumentos-como-armamos-los-tags/>

Ajustando el Zero y el Span, y revisando la calibración de fábrica, se logra restaurar la operatividad normal en prueba de banco de instrumentación según procedimiento manual Det-Tronics para obtener lecturas de 0.0 % de LEL en la HMI. La figura 17 ejemplifica cómo funciona un transmisor de presión, mostrando su rango de entrada de presión de 0 a 100 libras por pulgada cuadrada (PSI), así como su salida de señal de corriente de 4 a 20 miliamperios (mA).

## Figura 17

*Lecturas del transmisor de presión. Diagrama P&ID*



*Nota.* Tomado de. Identificación de instrumentos: ¿Cómo armamos los TAG?, por Villajulca, J., (2020), <https://instrumentacionycontrol.net/identificacion-de-instrumentos-como-armamos-los-tags/>

A pesar de que la relación entre la presión y la corriente es lineal, en la gráfica se puede ver que el nivel mínimo de presión (0 % de presión) corresponde a un nivel mínimo de señal (4mA) y no a cero (0mA).

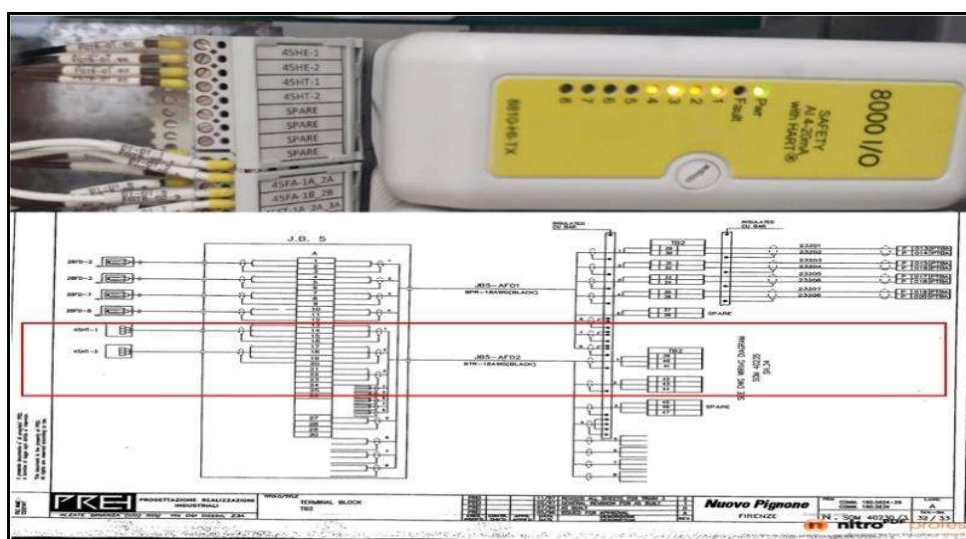
### ***Configuración y asignación de canales del Lado del Controlador PAC8000 Safety Net***

Respecto al Controlador, las configuraciones dadas a los sensores de gas son monitoreadas al Módulo Dual de Gas Combustible, al cual se conectan los sensores correspondientes provenientes de campo, a los cuales se regula la corriente de excitación y las señales de salida en Mili-voltaje (45HE-1/2 y 45HT-1/2), donde, según la Filosofía de Control relativa a los sensores de gas y transmisores instalados en las turbinas, así como su respuesta ante la activación de cualquiera de ellos, son procesadas para determinar el porcentaje de Gas Combustible detectado en las áreas donde se encuentren instalados. Cada tarjeta maneja 2

canales distintos correspondientes a 2 sensores de gas Combustible. En la figura 18 se puede observar el módulo dual de gas combustible.

### Figura 18

*Módulo dual de gas combustible PAC-8000, entradas señales digitales desde campo*



*Nota.* Tomado de. Manual of Detector Electronics Corporation, por Det-Tronics, (2017),

<https://www.det-tronics.com/Content/documents/505-CGS-Transmitter-Instruction-Manual.pdf>

La anterior figura también demuestra el diagrama de conexión tomado de controlador PAC8000 Generador G-8001 Cpf-Cup.

### ***Canales Análogos (AI)***

Los sensores de gas y transmisores utilizan canales análogos como entrada, distribuidos para las señales de campo asociadas en el diagrama anterior. Los canales análogos empleados para las señales de campo relacionadas con los Transmisores de Gas Combustible son cuatro. En la Tabla 3 se explican los canales análogos.

**Tabla 3***Asignación entrada - Canales Análogos PAC-8000 en turbogeneradores*

TAG	Descripción	Tipo de Terminal de señal	Modulo	Slot/canal
45-HE-1	Detector de gas compartimiento accesorios	AI	79-80-81	AI-01 S1/C1
45-HE-2	Detector de gas compartimiento accesorios	AI	85-86-87	AI-01 S1/C2
45-HT-1	Detector de gas compartimiento turbina	AI	82-83-84	AI-01 S1/C3
45-HT-1	Detector de gas compartimiento turbina	AI	88-89-90	AI-01 S1/C4

*Nota.* Asignación de canales análogo de entrada, aplica también para los sistemas 18-28-38 turbocompresores.

***Metodología de control PAD8000 Safety Net sistema de F&G***

En la siguiente tabla se explica tal metodología.

**Tabla 4***Metodología de Control Detectores de Gas*

Compartimiento	Sensor	Acción para tomar
Accesorio	45-HE-1	Cuando se detecte una concentración de gas combustible baja (20% LEL) o alta (40% LEL) en un solo detector de gas, el control activará la alarma respectiva en la interfaz hombre-máquina (HMI). Si ambas alarmas se activan simultáneamente en los dos detectores de gas, se generará una alarma en el HMI y el control enviará una señal de TRIP para apagar la máquina.
	45-HE-2	
Turbina	45-HT-1	Cuando se detecte una concentración de gas combustible baja (20% LEL) o alta (40% LEL) en un solo detector de gas, el control activará la alarma respectiva en la interfaz

Compartimiento	Sensor	Acción para tomar
	45-HT-2	hombre-máquina (HMI). Si ambas alarmas se activan simultáneamente en los dos detectores de gas, se generará una alarma en el HMI y el control enviará una señal de TRIP para apagar la máquina.

*Nota.* Configuración propia del sistema controlador PAC8000 safety net.

Ya se ha podido observar el estado general del sistema, la concentración de gas en tiempo real y los modos de operación. Además, se pueden llevar a cabo maniobras para inhibir las señales de intervención en línea, asegurando así el correcto funcionamiento del sistema operativo PAC8000 evitando que se registren acciones en los elementos de salida.

## **Fase 2**

Diagnosticar las fallas actuales del sistema de F&G de Turbogeneradores y Turbocompresores y su trazabilidad en el sistema SAP del CPF Cupiagua de Aguazul.

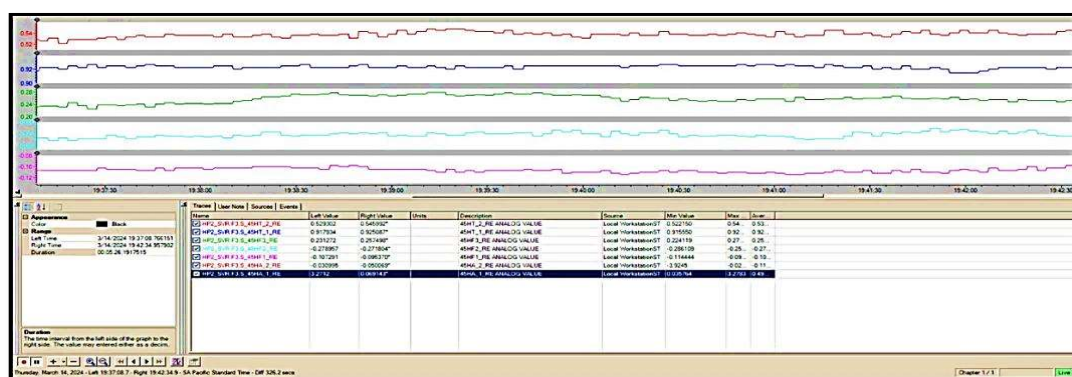
A través de las investigaciones adelantadas, se ha demostrado que las fallas identificadas hasta el momento en los sistemas de F&G y en los transmisores de gas combustible Det-Tronics 505, específicamente el sensor de gas combustible Cgss1c6v2r1x, no son escasas, en tanto incluyen indicaciones falsas, ruido en la señal y alertas recurrentes de gases combustibles, para las cuales han sido configurados. A pesar de haber sido identificadas y atendidas por especialistas en instrumentación y control del área mantenimiento, estas fallas continúan ocurriendo de manera recurrente, impactando directamente en las lógicas desarrolladas en los sistemas de control PAC8000 (DCS). La figura 19 muestra las tendencias de los sensores con fallas de alta concentración de LEL por encima de cero o valores negativos.

Vale la pena aclarar que, para la elaboración de este proyecto, se tomaron las fallas detectadas para utilizarlas como base de un método analítico, el cual fue usado como fundamento

para la mejora de la integración de los sensores de detección de gas. En la figura 19 se muestran las tendencias de los sensores de gas.

**Figura 19**

*Tendencias de los sensores de gas Turbogeneradores y Turbocompresores CPF- CUP*

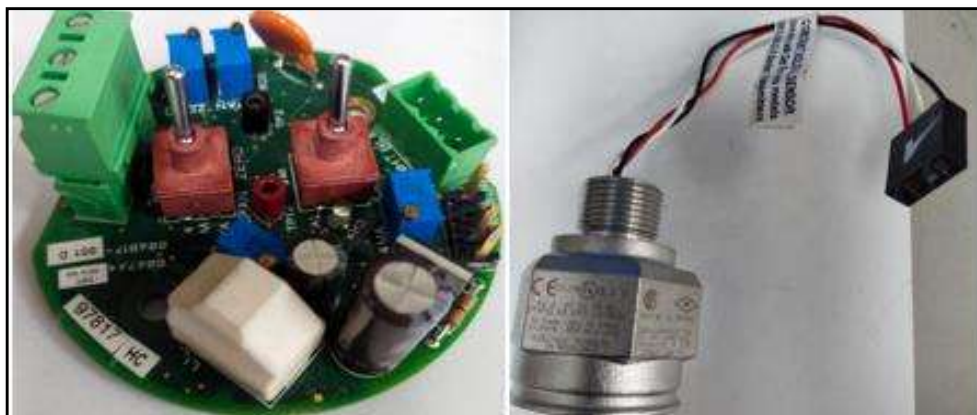


*Nota.* Imagen capturada del sistema de supervisión MARK VI-E.

Esta imagen fue capturada del sistema de supervisión MARK VI-E y del controlador PAC8000 Safety Net. En ella se pueden observar varios momentos en los que la señal de los detectores varía durante la toma de medidas operativas, exhibiendo oscilaciones desde cero en su medición. Finalmente, se ha observado que la falla también puede ser causada por la obsolescencia del sensor y la electrónica a nivel de transmisor, debido a condiciones como alta vibración, ruido eléctrico y cambios de temperatura. En la práctica, se ha observado daño en los sensores de gas y la electrónica a causa de la descalibración y fallas en la indicación de la señal en la HMI, lo que ha obligado a reemplazarlos. En la figura 20 se puede observar la electrónica del transmisor 505 y sensor catalítico.

**Figura 20**

*Electrónica Transmisor 505 y sensor catalítico CGSS1C6V2R1X*



*Nota.* Tomado de. Manual of Detector Electronics Corporation, por Det-Tronics, (2017),

<https://www.det-tronics.com/Content/documents/505-CGS-Transmitter-Instruction-Manual.pdf>

También se observa el despiece de las partes que componen un sensor de gas Det-Tronics y la electrónica de comunicación y potencia. La tabla 5 expone la relación de disposiciones para el mantenimiento cronológicamente.

**Tabla 5**

*Relación de Órdenes de Mantenimiento por Generación en Sistema de Gestión SAP*

Item	Fecha de aviso	Aviso	% LEL	Descripción	Campo de clasificación
1	Enero 11 2023	200294213	-12	M63-45FA-1/2	M63-KTB-3802
2	Marzo 09 2023	200303247	-3	45HT-1/2	US-GT-8001
3	Marzo 24 2023	200252463	12	45HE-1/2	US-GT-8001
4	Abril -12-2023	200308625	-3	45HE-1	US-GT-8002
5	Abril -12-2023	200255121.	21	45HE-2	US-GT-8001
6	Mayo-06-2023	200313829	3	45HT-1/2	US-GT-8001

Item	Fecha	Aviso	%		Descripción	Campo
	de aviso		LEL			de clasificación
7	Junio 10 2023	200319804	-10		45HE-1/2	US-GT-8002
8	Julio 17 2023	200325611	-11		45HE-1/2 45HT-1	US-GT-8001
9	Julio 17 2023	200325611	3		45HE-1	US-GT-8002
10	Enero 19 2022	200244531	8		45HE-1	US-GT-8001
11	Enero 25 2022	200245162	23		M64 45HA-2	M63-KTB-3801
12	Enero25 2022	200245101	-2		45HE-2	US-GT-8001
13	Marzo 24 2022	200252367	-5		45HT-1/2	US-GT-8002
14	Abril 18 2022	200246588	-13		M59 45HT 2	M59-KTB-1801
15	Mayo 20 2022	200260963	6		45HE-1	US-GT-8001
16	Mayo 22 2022	200261890	7		45HA 1	M59-KTB-1802
17	Junio 14 2022	200264151	-6		M59 45HT 1	M59-KTB-1802
18	Junio 03 2022	200249696	-6		45HE-1/2 45HT-1/2	US-GT-8001
19	Junio 03 2022	200249697	4		45HE-1/2 45HT-1/2	US-GT-8002
20	Julio 05 2022	200266731	1		45HE-1	US-GT-8002
21	Agosto 30 2022	200275117	-1		M63-45HT-2	M63-KTB-3802
22	Septiembre 7 2022	200276398	-27		45HE-1	US-GT-8002
23	Septiembre 8 2022	200276398	9		45HE-1/2 45HT-1/2	US-GT-8001
24	Nov 23 2022	200288264	19		M59 45HT 2	M59-KTB-1802
25	Dic 07 2022	200240192	12		M59 45HT 2	M59-KTB-1802
26	Abril 3 2021	200253703	-4		M62-45HA-1	M62-KTB-2801

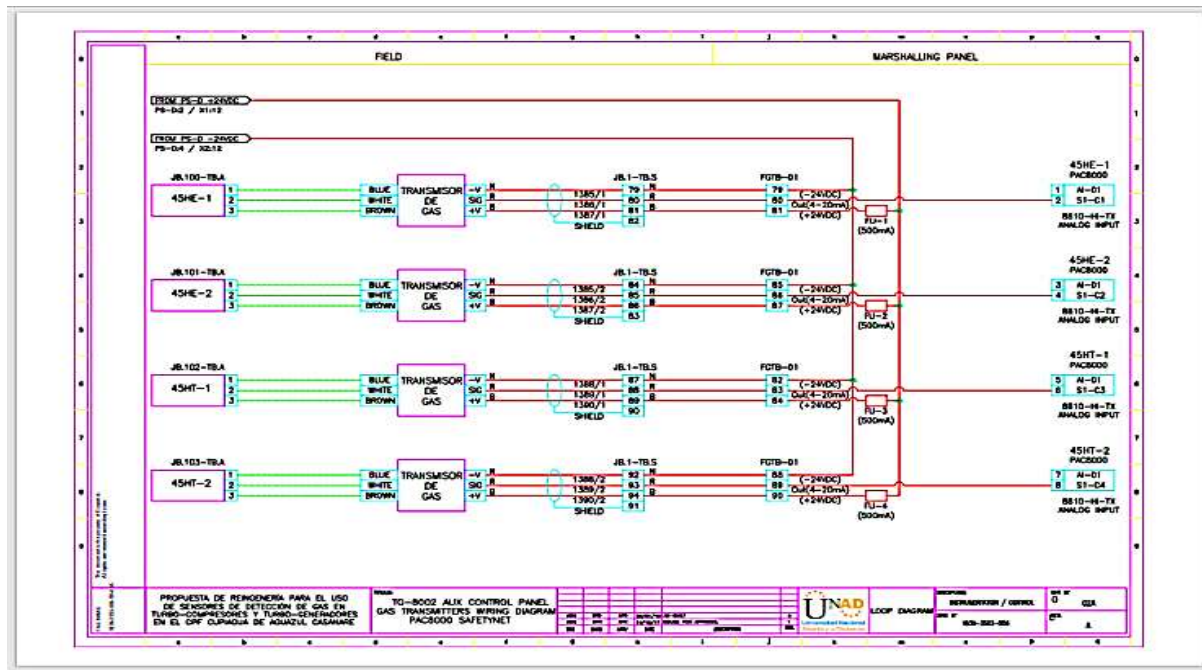
*Nota.* Relación de Avisos de mantenimiento creadas por parte de operaciones Generación y Reinyección en sistema de gestión SAP, en donde se especifican las actividades de mantenimiento correctivas.

Fase 3

El diagrama Loop y el diagrama P&ID permitirán describir el flujo de información y control del gas medido por los sensores, lo que ayuda a entender los lazos de control dentro del sistema. Las siguientes imágenes de referencia lo ejemplifican.

Figura 21

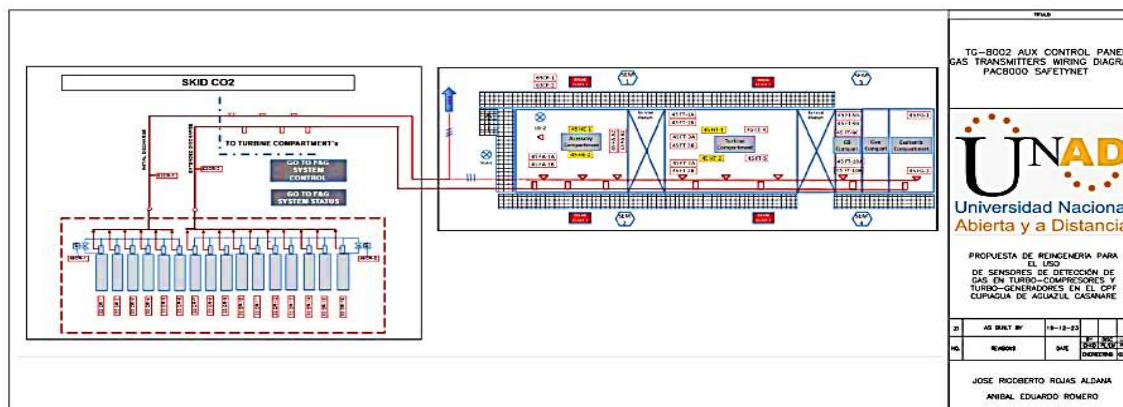
Loop Diagram



Nota. Elaboración propia a partir de esquemas de instrumentación industrial.

**Figura 22**

*P&ID. Estado del Sistema de Extinción, Cilindros de CO<sub>2</sub>*



*Nota.* Elaboración propia a partir del levantamiento del sistema de extinción con cilindros de CO<sub>2</sub>.

Esta pantalla permite al operador ubicar rápidamente en Plano Físico, el o los Elementos Activados del Sistema de F&G.

#### Fase 4

Adaptar y configurar los controles y alarmas de gas de Turbocompresores y Turbogeneradores en el CPF para garantizar una respuesta inmediata ante la detección de un nivel peligroso de gases. En la búsqueda de una alternativa tecnológicamente viable para reemplazar los transmisores y sensores de gas existentes, se han consultado diferentes fabricantes mediante un proceso de consulta de detectores de gases. No obstante, se ha definido que la marca con la cual se buscará homologar los equipos actuales será General Monitors (GM), ya que los detectores de gas de esta compañía son aptos para detectar variedades de gases, tales como oxígeno, tóxicos y combustibles, incluso en condiciones climáticas extremas y con una gran cantidad de tecnologías disponibles para las mismas.

Por lo tanto, se ha llevado a cabo una prueba piloto reemplazando solo un equipo mediante un laboratorio en las instalaciones de instrumentación y control. Además, se realizó una evaluación en campo para tener una trazabilidad con una tendencia real del comportamiento en la detección. Esto se presentó a la autoridad técnica de mantenimiento de instrumentación y control de la Estatal Petrolera Ecopetrol con el objetivo de abordar los modos de fallo hasta ahora identificados, autorizándose los recursos necesarios en una orden de mantenimiento.

El plan piloto y la prueba se hicieron en la unidad KTB-2802, utilizando el transmisor y el sensor 45HA-1 en el Turbocompresor de reinyección. Pero, a causa de la criticidad del proceso y a la baja carga de la unidad, la activación de la señal está controlada y no se espera que cause desestabilización en el proceso. Estos son los pasos generales de esta prueba.

### **Definición de Objetivos**

**Seleccionar el Equipo.** Se identificó el transmisor y el sensor específicos a evaluar, y se aseguró que se encontraran correctamente instalados en el Turbocompresor de reinyección (modelo KTB-2802 HP-2).

**Controlar la Señal.** Dado que la activación de la señal (Mili-voltaje 45HE-1/2 y 45HT – 1/2), está controlada, hay que asegurarse de que el proceso no se vea afectado negativamente. Se ha establecido que se puede utilizar un interruptor manual o una señal simulada para activar el equipo.

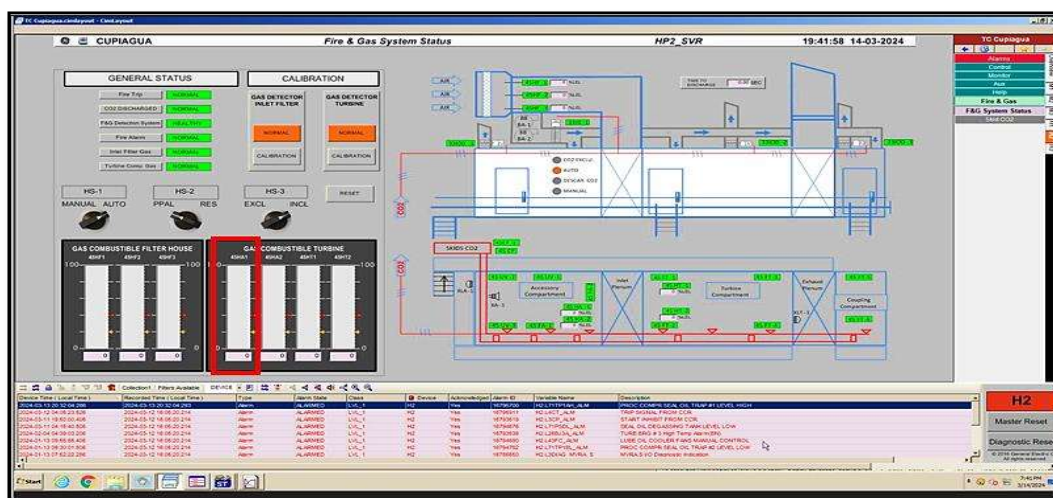
**Monitorear y Registrar los Datos.** Durante la prueba, se monitoreó cuidadosamente el comportamiento del transmisor y el sensor, a la vez que se registraron datos relevantes, como lecturas de medición, tiempos de respuesta y cualquier observación importante.

**Evaluar la Estabilidad.** Se ha evaluado si la activación de la señal afecta la estabilidad del proceso y se ha observado si hay cambios significativos en las variables operativas.

**Análisis de Resultados.** Se utilizan los datos recopilados para evaluar la precisión, la respuesta y la fiabilidad del equipo, y por último, se comparan los resultados con las especificaciones y los criterios de aceptación, junto con el informe y las conclusiones. La figura 21 muestra el diagrama de F&G de la señal Detector 45HA-1

**Figura 23**

*Electrónica Transmisor 505 y sensor catalítico CGSS1C6V2R1X. Diagrama P&ID*



*Nota.* Elaboración propia a partir de una captura de pantalla del sistema de visualización F&G Mark VI-E de la turbina de reinyección HP-2, en la que se muestra la ubicación de los detectores de gas asociados al PAC8000.

Se implementa un transmisor GM S5000 junto con un sensor de gas combustible XCell, diseñados específicamente para aplicaciones de gas fijo. Estos sensores catalíticos XCell para gases tóxicos y combustibles han sido desarrollados y fabricados por MS. En la figura 24 se muestra el transmisor.

**Figura 24**

*Transmisor de General Monitors S5000 y sensor de gas combustible XCell.*



*Nota.* Tomado de. Sistema de detección de gas Ultima X5000, por MSA Safety, (s.f.),

<https://co.msasafety.com/p/000140006500001040?locale=es>

Transmisor GM S5000 en el Turbocompresor KTB-2802 HP-2 en el compartimiento de accesorios. Durante esta prueba, el transmisor Det-Tronics 505 se suspende temporalmente, se recopilan datos y se grafican en la interfaz HMI Mark-VI. En la figura 25 se exhibe la instalación y montaje en superficie de Transmisor y Sensor GM S500045HA-1.

**Figura 25**

*Instalación y montaje en superficie de Transmisor y Sensor GM S500045HA-1*

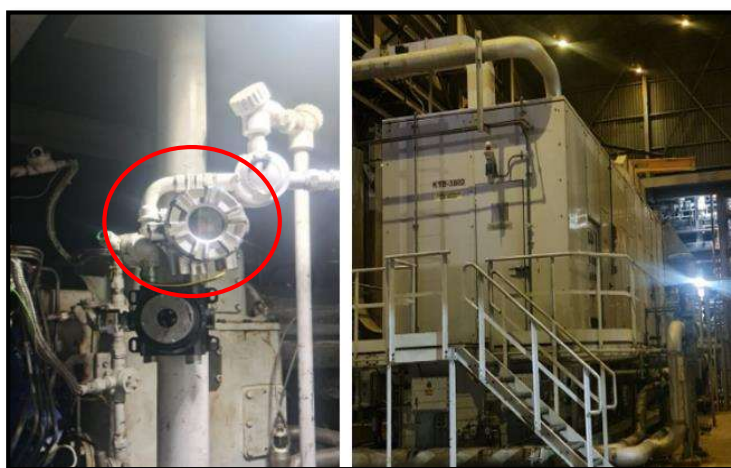


*Nota.* Elaboración propia. Fotografía de la instalación del transmisor y sensor GM S5000 45HA-1 en el turbocompresor de reinyección, tren 2 (KTB-2802), ubicada en el compartimiento de accesorios.

La siguiente figura muestra el Transmisor y Sensor GM S5000 en campo.

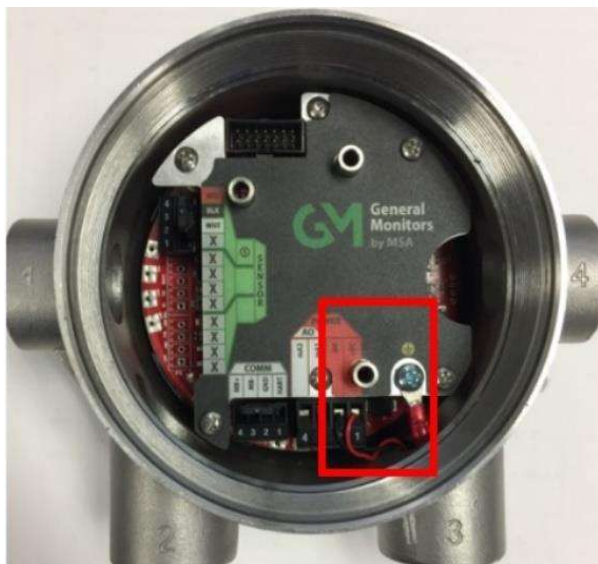
**Figura 26**

*Transmisor y Sensor GM S5000 en campo*



*Nota.* Elaboración propia. Fotografía del transmisor marca General Monitors S5000 instalado en el turbocompresor de reinyección KTB-2802.



**Figura 28***Pantalla del S5000*

*Nota.* Tomado de Sistema de detección de gas Ultima X5000, por MSA Safety, (s.f.),

<https://co.msasafety.com/p/000140006500001040?locale=es&section=resources>

***Configuración Del Instrumento***

Este aspecto se encuentra primero en la instalación en el Turbocompresor para su configuración y ajustes de parámetros de funcionamiento del transmisor señalado, para lo que se requiere ajustar ciertos parámetros operativos y realizar calibraciones específicas según el tipo de gas que se va a medir. Así bien, para desarrollar dicha tarea, se emplea la herramienta de Comunicador de campo AMS Trex Device Communicator, como se muestra en la figura 29.

**Figura 29**

*Comunicador de campo AMS Trex Device Communicator*



*Nota.* El comunicador utilizado para la calibración cuenta con protocolo HART, lo que permite la configuración del equipo y la inspección de parámetros. Tomado de. Soluciones para válvulas de control Joule-Thomson, por Emerson, (s.f.), <https://www.emerson.com/es-mx/automation/valves/controlvalves/joule-thomson-control-valve-solutions>

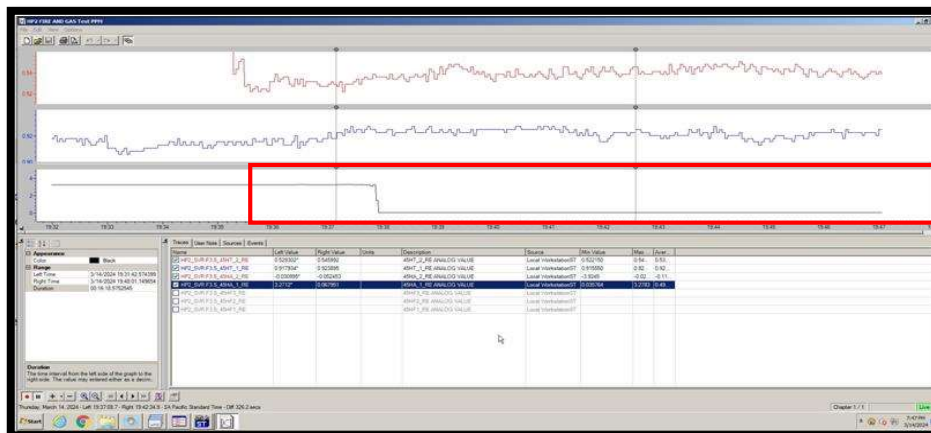
Este equipo es relevante ya que posee la capacidad de conectarse mediante del protocolo HART, algo significativo en la mejora continua de la nueva detección de gases.

## Resultados

En la siguiente figura se observa la tendencia del transmisor S5000 y señal de 0.0 % LEL 45HA-1 durante las pruebas llevadas a cabo para este trabajo.

**Figura 30**

*Diagrama de la tendencia del transmisor S5000 y señal de 0.0 % LEL 45HA-1*



*Nota.* Elaboración propia. Tendencia del transmisor S5000 con señal de 0.0 % LEL (45HA-1) posterior a su reemplazo, evidenciando su correcto funcionamiento y capacidad de detección de gases en condiciones operativas en la KTB-2802.

De estos resultados, se identifica que el valor de la señal de 0.0 % LEL después de que se reemplazó el transmisor, indica que el nuevo está funcionando correctamente, cuyo valor refleja un cambio claro en la señal.

En conjunto, se elaboran los P&ID o diagramas de instrumentación y tuberías relacionados con el sistema de F&G. Estos diagramas incluyen exclusivamente los transmisores 45HE y 45HT de detección de gases, que son el foco del presente trabajo.

Los diagramas de lazo detallan los puntos de conexión de cada uno, los gabinetes en los que se encuentran ubicados, las borneras, las s de alimentación y otros elementos relevantes para el funcionamiento del lazo.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos:

**Pruebas de Funcionalidad.** Se realizaron pruebas íntegras para verificar que el nuevo sistema de detección de gas respondiera adecuadamente ante condiciones simuladas de emergencia, como la presencia de concentraciones peligrosas de gas.

**Evaluación de Alarmas.** Se evaluaron las alarmas generadas por el sistema ante diferentes niveles de concentración de gas, asegurando que las alarmas se activaran correctamente y se comunicaran de modo efectivo al personal de seguridad.

**Integración con el Sistema de Control.** Del nuevo sistema de detección de gas con el sistema de control existente, asegurando que la información se transmitiera de manera eficiente y que se tomaran las acciones apropiadas en caso de una emergencia.

**Monitoreo Continuo.** Implementación de un sistema de monitoreo continuo, con el propósito de supervisar efectivamente el funcionamiento del sistema de F&G durante el tiempo, garantizando la detección y corrección de cualquier anomalía en un plazo de tiempo apropiado.

## Conclusiones

Una vez identificados los modos de falla más recurrentes del sistema de F&G en los Turbogeneradores y Turbocompresores, especialmente en los sensores instalados, se ha observado que los lazos de conexión también han sufrido daños y desgaste debido a las vibraciones y altas temperaturas a lo largo del tiempo de operación.

En resumen, las mediciones de vibración y temperatura realizadas durante la operación, así como las estadísticas sobre el tiempo de operación y la evaluación del tipo y extensión de los daños causados a los conectores, muestran que es necesario implementar los cambios propuestos. Donde, contar con HART en los sensores S5000 proporciona importantes ventajas al equipo de instrumentación CPF-Cupiagua, ya que facilita un mejor control de los gases en los sectores de operación, generación y reinyección, gracias a una mejor comunicación entre los distintos equipos y componentes. Por tal, esta nueva capacidad de diagnóstico e inspección de fallas contribuye a la mejora continua y busca solucionar los problemas actuales de detección de gas como lo son las falsas alarmas y señales de % LEL.

En conjunto, se reconoce que es crucial tener en cuenta que, para que un comunicador de campo pueda establecer comunicación con un transmisor y configurarlo, el comunicador debe contar con la Descripción de Tipo de Dispositivo (DTM) del equipo a configurar, pero, en caso de no contar con la DTM correspondiente, cada fabricante proporciona estas herramientas en sus páginas de soporte para su descarga e instalación en el comunicador que se vaya a emplear. Con todo, en la prueba piloto, la prueba piloto demostró que el transmisor propuesto es una solución efectiva para abordar las deficiencias actuales, pues ofrece una tecnología moderna y mejora los valores de mantenimiento planificado, cumpliendo con los estándares internacionales de F&G, lo que mejora la seguridad y calidad de los procesos.

## Referencias

- Añez, J. (2023). *Reingeniería: Definición, principios, beneficios e implementación*. Economía 360 – Diccionario de Economía, Administración y Negocios.  
<https://www.economia360.org/reingenieria/>
- Argüello, F. (2023). *NFPA 72: Código de alarma y señalización de incendios*. Infoteknico – Información Técnica de Seguridad. <https://www.infoteknico.com/nfpa-72/>
- Brown, K., Hall, W. L., Snook, M. H., & Garvin, K. (2010). *Sustainable land development and restoration: Decision consequence analysis*. Butterworth-Heinemann.  
<https://books.google.com.co/books?id=Vtwt5rG1bEMC>
- Carballo Sierra, J., & Lara, D. R. (2011). *Tutorial norma ISA S5.1 y diagramas P&ID* [Trabajo de grado, Universidad Tecnológica de Bolívar].  
<https://biblioteca.utb.edu.co/notas/tesis/0062398.pdf>
- Carriger, J. F., & Newman, M. C. (2011). Influence diagrams as decision-making tools for pesticide risk management. *Integrated Environmental Assessment and Management*, 8(2).
- Castañeda-Aviña, L. (2018). Sensores de gases basados en semiconductores. *RIIT: Revista Internacional de Investigación e Innovación Tecnológica*, 6(33).  
[https://www.scielo.org.mx/scielo.php?pid=S2007-97532018000300004&script=sci\\_arttext](https://www.scielo.org.mx/scielo.php?pid=S2007-97532018000300004&script=sci_arttext)
- Det-Tronics. (2017a). *Det-Tronics EQP controller* [Specification sheet]. <https://www.det-tronics.com/content/documents/90-1148-6.1-%28EQP-Controller%29.pdf>
- Det-Tronics. (2017b). *Manual of Detector Electronics Corporation*. United Technologies.  
<https://www.det-tronics.com/Content/documents/505-CGS-Transmitter-Instruction-Manual.pdf>

Ecopetrol S.A. (2020). *Nuestro código de ética y conducta*.

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/44a08ade-adfb-437d-a924-c174e83eb16e/Código+de+Ética+y+Conducta+2020.pdf>

Emerson MX. (s.f.). *Soluciones para válvulas de control Joule-Thomson*.

<https://www.emerson.com/es-mx/automation/valves/controlvalves/joule-thomson-control-valve-solutions>

Freire, L. (2012). *Estudio, diseño, supervisión e implementación de un sistema contra incendios para la planta licuefactora GNL del terminal Machala (Petroecuador)* [Trabajo de grado, Universidad Politécnica Salesiana].

<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/5086/6/UPS%20-%20ST001001.pdf>

Haraldsson, H. V. (2004). *Introduction to systems and causal loop diagrams*. Reports in Ecology and Environmental Engineering, Chemical Engineering Lund University.

Honeywell. (s.f.-a). *Pressure sensors for oil & gas* [Application note]. <https://prod-edam.honeywell.com/content/dam/honeywell-edam/sps/siot/en-us/products/test-and-measurement-products/pressure-transducers/oil-gas/common/documents/sps-siot-siot-wing-union-434-435-437-press-apn-en-ltr-0420-v5-008875-5-en-ciid-151598.pdf>

Honeywell. (s.f.-b). *Protección industrial contra incendios*.

<https://segman.com/brochures/PLC/hs81.pdf>

Istec. (2022). *¿Por qué es importante la calibración en los instrumentos de medida?*

<https://www.istecdigital.es/porque-es-importante-la-calibracion-en-los-instrumentos-de-medida/>

Jerez, L., & Peña, Y. (2012). *Alternativas de acondicionamiento del gas natural de campo Escuela Colorado-CEC como gas de venta* [Trabajo de grado, Universidad Industrial de

- Santander]. <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/fd400631-c462-4ca0-b0bc-bf041b50361c/content>
- Larco Pozo, A. R. (2011). *Diseño del sistema automático de detección de fuego y gas para la nueva área de generación eléctrica (gas-crudo) de Petroamazonas* [Trabajo de grado, Escuela Politécnica Nacional]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2740/1/CD-3402.pdf>
- León Alvarado, P., & León Castro, E. (2009). *Estudio del sistema estático de protección de una turbina a gas* [Monografía]. <https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/1378>
- Massy Energy. (2023). *Filosofía de control y operación del sistema fire & gas turbogeneradores TG-8001 y TG-8002 del CPF Cupiagua* [Documento interno].
- NIROSA. (2022). *Diagramas de flujo de proceso (PFD) y P&ID*. Engineering in Progress. <https://nirosa.es/servicio/diagramas-de-flujo-de-proceso-pfd/>
- Opertek. (s.f.). *PLC PAC8000* [Ficha técnica]. <https://www.opertek.com/hardware/plc-pac8000/>
- Phelan, M. (2007). A fire and gas system that is internationally certified. *Chemical Engineering*, 114(13), 60.
- Portafolio. (2016). *Ecopetrol recibió de Equión operación de Cusiana*. <https://www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetrol-recibio-de-equion-operacion-de-cusiana-498489>
- Psymingeniería (PS&M). (s.f.). *Seguridad de procesos: Incendio y gases*. <https://psymingenieria.com/seguridad-procesos/fire-gas/>
- Rota Flow. (s.f.-b). *Honeywell HS-81-HS fire and gas controller*. <https://www.rotaflow.ca/honeywell-hs81-hs-fire-and-gas-controller/>

TCM. (2018). *La importancia de la calibración de equipos de medida y ensayo*.

<https://www.tcmetrologia.com/blog/la-importancia-de-la-calibracion-de-equipos-de-medida-y-ensayo/>

Tecnología de Sistemas de Seguridad. (s.f.). *Sistema de detección y control NOVA-5000* [Hoja de especificaciones]. <https://www.safetysys.com/wp-content/uploads/2010/02/851es.pdf>

Vega, O. (2012). Efectos colaterales de la obsolescencia tecnológica. *Revista Facultad de Ingeniería, UPTC*, 21(32).

Vegas, J. C. (2008). *Cadenas productivas*. Ministerio de Comercio Exterior y Turismo de Perú.

Villajulca, J. (2020). *Identificación de instrumentos: ¿Cómo armamos los TAG?* Red de Instrumentación y Control. <https://instrumentacionycontrol.net/identificacion-de-instrumentos-como-armamos-los-tags/>

## Apéndices

### Apéndice A

*Tabla Especificaciones De Calidad De Gas Natural Según Rut (1)*

Propiedades físicas del gas	Valor
Máximo poder calorífico bruto o Superior	1150 BTU/ft <sup>3</sup>
Mínimo poder calorífico bruto o Superior	950 BTU/ft <sup>3</sup>
Contenido de líquidos	LIBRE
Máximo contenido de H <sub>2</sub> S	4 ppm
Máximo contenido de CO <sub>2</sub>	2% de volumen
Máximo contenido de vapor de agua	4 lb/MMft <sup>3</sup> (2)
Máxima temperatura de entrega	120°F
Mínima temperatura de entrega	45°F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	0,7 grano/1000ft [máx tamaño de partículas 15µm]
Presión máxima de entrega	1200 psi