

**Diseño de la Reingeniería Básica de la Medición de Nivel de Líquidos en las Torres de Destilación de la Planta de Estabilización de Condensados Operada por la Estatal Petrolera ECOPETROL Ubicada en el CPF-Cupiagua – Casanare.**

Wurgensen Mauricio Quitero Galvis

Nelson Gualteros Albarracín

Universidad Nacional Abierta y a Distancia - UNAD

Escuela de Ciencias Básicas, Tecnología e Ingeniería - ECBTI

Ingeniería Electrónica

2022

## **Dedicatoria**

Hoy dedicamos este logro, detrás del cual existe esfuerzo, trabajo y disciplina, pues es esto lo que representa este trabajo de grado, en primer lugar, a quienes han sido nuestra fuente de apoyo incondicional, nuestros padres, ya que con su amor nos han alentado a dar lo mejor para conseguir cada logro, y con quienes queremos continuar compartiendo muchos más; en segundo lugar, a nuestra familia en general quienes también han sido soporte importante; de igual forma, extendemos esta dedicatoria y queremos agradecer a la institución y los tutores que hacen parte de esta, quienes con su conocimiento y dedicación aportaron a este proceso, el cual no fue fácil, pero que sin duda estuvo lleno de enseñanzas y aprendizaje. Confiamos en poder contribuir con este trabajo de grado a la producción de mucho más conocimiento y que pueda ser de interés para quienes se adentran en la Ingeniería Electrónica.

## Resumen

Este documento contempla la reingeniería desarrollada por los autores, en pro de mejorar la medición de nivel de líquidos en las torres de destilación de la planta de estabilización de condensados PECC, de procesamiento de hidrocarburos operada por Ecopetrol S.A. ubicada en Aguazul-Casanare. En el desarrollo del presente documento se plantea la reingeniería básica para optimizar la medición de nivel en las torres de planta de gas del CPF Cupiagua, haciendo uso de la ingeniería ya implementada y operativa actualmente. Se realizarán los respectivos análisis de falla, red line y P&ID nuevos que surjan en el proceso de la reingeniería, se comprueba la funcionalidad de la instrumentación industrial propuesta, se valida los protocolos de comunicación industrial HART, se realiza la calibración de los nuevos equipos, se verifica las tendencias posteriores a la implementación, donde se debe obtener mediciones de nivel más estable y confiable del sistema de tratamiento de planta de gas, enfocado todo esto a excelentes condiciones para la formación profesional en automatización e instrumentación industrial y aplicando en alto grado los contenidos vistos en la Universidad Nacional Abierta y a Distancia UNAD.

***Palabras claves:*** Control, Experion , LIT, PECC, SIS, Destilación.

### **Abstract**

This document contemplates the reengineering developed by the authors, in order to improve the liquid level measurement in the distillation towers of the PECC condensate determination plant, for hydrocarbon processing operated by Ecopetrol S.A. located in Aguazul-Casanare. In the development of this document, the basic reengineering is proposed to optimize the level measurement in the gas plant towers of the CPF Cupiagua, making use of the engineering already implemented and currently operational. The respective failure analysis, network line and new P&ID that arise in the reengineering process will be carried out, the functionality of the proposed industrial instrumentation is verified, the HART industrial communication protocols are validated, the calibration of the new equipment is carried out, post-implementation trends are verified, where more stable and reliable level measurements of the gas plant treatment system should be obtained, all of this focused on excellent conditions for professional training in automation and industrial instrumentation and applying to a high degree the contents seen in the open and distance national university UNAD.

***Keywords:*** Controller, Experion, LIT, PECC, SIS, Distillation

## Tabla de Contenido

Lista de Figuras.....	7
Tabla de Apéndice.....	10
Introducción .....	11
Planteamiento del Problema .....	12
Justificación .....	14
Objetivos.....	15
Objetivo General.....	15
Objetivo Especifico.....	15
Marco Referencial.....	16
Marco Geográfico .....	16
Marco Conceptual.....	16
Medición de Nivel.....	23
Clasificación de Tecnologías de Nivel .....	24
Tecnologías para la Medición del Nivel de Interfaz de Líquidos Magnetrol.....	30
Desarrollo y Entregables del Proyecto. ....	37
Fase 1. Identificación de la Instrumentación Instalada y las Fallas Presentadas.....	37
Montaje y Configuración de los Equipos Actuales .....	39
Configuración del Lado del Controlador .....	40
LI- Indicadores de Nivel. ....	40
LIC - Transmisores Indicadores Controladores de Nivel. ....	42
Transmisores de Seguridad .....	43
Fallas Recurrentes .....	44

Eventos registrados .....	49
Fase 2. Implementación de la Nueva Instrumentación Industrial para la Medición de Nivel. ....	53
Fase 3. Puesta en Marcha de la Nueva Tecnología de Instrumentación Industrial para la Medición de Nivel de Líquidos.....	58
Conexión del Instrumento .....	58
Configuración del Instrumento.....	59
Acondicionamiento de Señal .....	63
Fase 4. Verificación de la Correcta Operación de la Nueva Instrumentación Instalada.....	64
Conclusiones .....	68
Bibliografía .....	71
Apéndice.....	72

## Lista de Figuras

Figura 1. Tipos de interfaces.....	31
Figura 2. Esquema de funcionamiento transmisor de onda guiada Magnetrol.....	36
Figura 3. Esquema de Montaje de los LIT en PECC.....	39
Figura 4. Monitoreo de Parámetros Generales de LIT-2610-A Honeywell .....	40
Figura 5. Configuración de una Entrada Análoga como Indicador en DCS Honeywell. ....	41
Figura 6. Configuración de un Lazo de Control Cerrado en DCS Honeywell. ....	43
Figura 7. Configuración de un Lazo de Seguridad en el SIS Honeywell. ....	44
Figura 8. Tendencias de los Transmisores de Nivel Área de Estabilización de Condensados CPF-Cup.....	45
Figura 9. Tabla de Convenciones Asociada a Tendencia de la Figura 6. ....	46
Figura 10. Despiece Modular de Transmisor de Onda Guiada Honeywell Modelo SLG 700 .....	48
Figura 11. Diagrama de Proceso en Donde se Encuentra Ubicado LIT-2611-A.....	55
Figura 12. Instalación de Transmisor de Nivel Magnetrol, LIT-2611-A .....	56
Figura 13. Transmisor de Nivel LIT-2611-A, Magnetrol Modelo .....	57
Figura 14. Vista General de Proceso, Instalación de Transmisor LIT-2611-A .....	57
Figura 15. Diagrama de Lazo Correspondiente a Transmisor de Nivel LIT-2601-A.....	58
Figura 16. Diagrama de Conexionado a 2 hilos de Transmisor de Nivel Magnetrol. ....	59
Figura 17. Conexión y Configuración Nuevo Transmisor de Nivel LIT-2611-A .....	60
Figura 18. Medición de la Longitud del Tubo de Bypass Ubicado en el Intercambiador de Calor. .....	61
Figura 19. Ventana # 1 de Configuración LIT-2611-A .....	62
Figura 20. Ventana # 2 de Configuración LIT-2611-A .....	62

Figura 21. Ventana # 3 de Configuración LIT-2611-A .....	63
Figura 22. Tendencia del Transmisor de Nivel LIT-2611-A Magnetrol. ....	65
Figura 23. Pop Up Indicación de Nivel LIT-2611-A en DCS Honeywell Experion EPKS .....	66



### **Lista de Tablas**

Tabla 1. Planta instalada de transmisores de nivel onda guiada de planta de estabilización de condensados (PECC), Sistema 26 – ESTABILIZACION .....	38
Tabla 2. Relación de Ordenes de Mantenimiento Creadas por Parte de Operaciones en Sistema de Gestión SAP.....	49

### **Lista de Apéndices**

Apéndice A. Manual del transmisor de nivel Honeywell SLG 700, pmt-hps-34-sl-03-03.pdf .....	72
Apéndice B. Manual del transmisor de nivel Magnetrol, SP57-600 Eclipse Model 705 IO .pdf .	73
Apéndice C. P&ID .pdf .....	74
Apéndice D. Loop digram .pdf.....	75
Apéndice E. Repuestos Nueva PECC – CUPIAGUA (Cotización referencia –Honeywell) .....	76

## Introducción

El presente proyecto tiene como tema de desarrollo “Diseño de la Reingeniería Básica de la Medición de Nivel de Líquidos en las Torres de Destilación de la Planta de Estabilización de Condensados Operada por la Estatal Petrolera ECOPETROL Ubicada en el CPF-Cupiagua – Casanare”. estos transmisores de Nivel inciden de manera directa en la seguridad, confiabilidad y Disponibilidad de la planta de estabilización de condensados, de la cual depende uno de los principales negocios del CPF-Cupiagua, que es la producción y venta de Gas Licuado del Petróleo (GLP) y los líquidos del gas natural (NGL), por lo que se hace necesario replantear la instrumentación de nivel instalada hasta la creación de este documento, ya que estos no han cumplido con los requerimientos que demanda el proceso.

El desarrollo del proyecto se efectúa en la ejecución de 4 fases, fase 1. Identificación de la instrumentación instalada y las fallas presentadas, aquí se hace un levantamiento de información técnica en campo y se evalúan los modos de fallo presentados por los equipos instalados, planteando una solución alternativa y proponiendo la implementación de un plan piloto. fase 2. Implementación de la nueva instrumentación industrial para la medición de nivel. Teniendo en cuenta el plan piloto propuesto, se selecciona e implementa en campo un equipo que cumple con las exigencias de proceso. Manteniendo el cumplimiento de los estándares de seguridad de proceso de la planta. Fase 3. Puesta en marcha de la nueva tecnología de instrumentación industrial para la medición de nivel de líquidos. Se realiza la configuración y puesta en servicio del nuevo equipo. Fase 4. Verificación de la correcta operación de la nueva instrumentación instalada. se realiza seguimiento al funcionamiento del equipo corroborando la eficiencia del cambio y se generan los documentos de proceso.

## Planteamiento del Problema

Las torres de tratamiento de planta de gas de hidrocarburos ubicada en Aguazul-Casanare, fueron construidas en el año 2019 en una etapa de expansión para manejar mayores volúmenes de gas y venta de derivados como NGL y GLP. En lo cual se instaló tecnología de última generación en lo que a instrumentación industrial concierne para el control y protección de los nuevos procesos, cumpliendo con los estándares de calidad y confiabilidad trazados en los estudios de ingeniería de montaje establecidos por el equipo de ingeniería de Ecopetrol.

En el arranque de la nueva planta la tecnología para la medición de nivel presento fallas debido a problemas en su instalación, calibración, diseño y montaje. Por lo cual es necesaria la continua revisión de la instrumentación debido a la salida de los niveles de ajuste de control por falla en la medición, esto genera mayor demanda en horas hombre del equipo de mantenimiento por establecer la medición dentro de parámetros. Igualmente se ha presentado que los instrumentos se bloquean en campo generando alarma y es necesario ir hasta el transmisor de nivel para realizar un soft reset, maniobra que genera un alto impacto en los recursos del personal de mantenimiento, como también afectando la integridad y seguridad de procesos por tener una medición congelada en campo. Igualmente provoca esto que el equipo de operaciones Ecopetrol permanezca mayor tiempo en esta área de la planta manipulando válvulas manuales para mantener los niveles de líquidos en las torres de secado dentro de parámetros seguros.

La necesidad de resolver esta falla en la medición consiste en analizar los equipos instalados, se debe obtener las hojas de datos de la instrumentación instalada y los parámetros operativos que se establecieron para la correcta funcionalidad en la medición, adicionalmente si se establece que la instrumentación implementada no es la correcta se debe proponer una nueva

instrumentación para un control adecuado de la variable nivel en las unidades de planta de gas ubicada en el CPF Cupiagua operada por Ecopetrol S.A.

## **Justificación**

El estudio, diseño, montaje y puesta en marcha en el cambio de la tecnología de medición de nivel de la planta de gas, se justifica desde el punto de vista tecnológico, productivo, cuidado del medio ambiente y seguridad en los procesos de control instrumentados, ya que permite el análisis de nuevas tecnologías en instrumentación para la medición de nivel, aumentando la producción y manejo de volúmenes de gas de la planta debido a que la instrumentación estará en valores operacionales, igualmente los impactos al medio ambiente serán menores, evitando la desestabilización de la planta de hidrocarburos y por ende las quemas de gas en la TEA. Con esto se mejorarán los niveles de seguridad en los lazos de control, ya que, si la medición de nivel en el proceso es real y no se presentan fallas continuas, los elementos finales de control estarán sintonizados a la variable de medición.

Adicionalmente si se logra mantener la medición de nivel de líquidos en las torres de la planta de gas dentro de puntos de control, se evitará el proceso de pasarlos a modos manual, igualmente se reducirá el tiempo en el que operadores necesiten estar pendientes de esta etapa de la planta y tengan mayor tiempo disponible para otras áreas de proceso.

Para el área de mantenimiento las horas hombre que se están generando en atender las fallas se reduciría y esto ayudaría a cumplir con los indicadores de mantenimiento en el área preventiva reduciendo el tiempo en mantenimientos correctivos.

## **Objetivos**

### **Objetivo General**

Diseñar la reingeniería básica de la medición de nivel de líquidos en las torres de destilación de la planta de estabilización de condensados operada por la estatal petrolera ECOPETROL ubicada en el CPF-Cupiagua – Casanare.

### **Objetivo Especifico**

Identificar la instrumentación existente, estableciendo los puntos y o características de fallas que han generado los problemas de operación de la planta.

Definir la instrumentación requerida para medición de nivel de líquidos en las torres de destilación (deetanizadora / debutanizadora) de la planta de estabilización de condensados del CPF- Cupiagua.

Diseñar los diagramas P&ID y PFD de la nueva tecnología de medición de nivel de acuerdo con especificaciones técnicas y requerimientos del sistema

## Marco Referencial

### Marco Geográfico

La ubicación geográfica objeto del desarrollo del proyecto es en el departamento del Casanare, Municipio de Aguazul, vereda Cupiagua en las instalaciones de la facilidad central de procesamiento Cupiagua (CPF Cupiagua), la cual pertenece a la Vicepresidencia de Producción Piedemonte de la estatal petrolera Ecopetrol.

Este CPF se encuentra ubicado en las coordenadas 5°06,04" N 72°36,02" W, a 15 minutos de centro poblado del municipio de aguazul por la ruta nacional 62 (Aguazul-Sogamoso) KM 114.

El área específica de trabajo dentro de la planta es el área de estabilización de condensados, torres de destilación Debutanizado y Deetanizadora

### Marco Conceptual

Para realizar el análisis de la reingeniería, montaje y puesta en marcha en la medición de nivel de líquidos en las torres de secado, se es necesario contemplar los conceptos fundamentales de las ingenierías de control, instrumentación industrial, proceso, químicos, para realizar el proceso de modificación de la medición de nivel basado en las buenas prácticas de las disciplinas anteriormente mencionadas.

Un proceso es una parte de una planta de manufactura, en la cual el material o la energía es convertida a otras formas de material o energía (Sanchez, 2017).

La automatización de un proceso, consiste en la incorporación de elementos y dispositivos tecnológicos que aseguren su **control** y buen comportamiento. Esto, implica que el automatismo, sea capaz de reaccionar frente a situaciones previstas de antemano e



imponderables, situando al proceso, al recurso humano y ambiental en la situación más favorable

Un sistema es un conjunto de elementos ordenados que cumplen un objetivo, y uno solo de estos elementos no puede cumplir, por sí solo, el trabajo de todo el sistema.

En busca de un control o acción se conforman magnitudes variables, en un patrón determinado

La regulación o manipulación de variables que influyen en el comportamiento de un proceso de una forma determinada para obtener un producto con una calidad deseada de una manera eficiente es llamada control de procesos.

Razones de control: Las principales razones de control son seguridad, estabilidad, optimización, protección ambiental.

Seguridad: Preservar bajo cualquier condición la integridad del personal y equipo involucrado en la operación de los procesos.

Estabilidad: Asegurar las condiciones de operación de los procesos, para mantener en forma continua la calidad de los productos, dentro de los límites especificados.

Optimización: Asegurar el máximo beneficio económico en la operación de los procesos.

Protección ambiental: Reducir a su máxima expresión el impacto ecológico de los efluentes del proceso, para cumplir con todas las normativas aplicables. (Sanchez, 2017).

Se puede afirmar, que la automatización de un proceso, implica la acción de unos elementos de control, actuando sobre unos elementos de potencia.

La parte operativa está conformada por un conjunto de dispositivos, o instrumentación industrial diseñada para la función específica de control o protección de un proceso industrial,

actuando como elementos finales de control, tales como actuadores eléctricos, actuadores neumáticos, motores, válvulas de control, reglas, etc.

La parte de control son los dispositivos encargados de coordinar y monitorear las operaciones programadas a mantener la parte operativa o de potencia, bajo control.

Para esto, se requiere una comunicación continua entre control y potencia, mediante sensores y pre-actuadores (multiplican la energía de control hacia la parte de potencia), así como a los medios externos, como el operario u otros dispositivos, mediante interfaces de comunicación como HMI (Human Machine Interface) o redes de comunicación industrial, hacia pantallas finales o computadores de usuario (Sanchez, 2017)

### **Instrumentación Industrial**

Los procesos industriales exigen el control de la fabricación de los diversos productos obtenidos. Los procesos son muy variados y abarcan muchos tipos de productos: la fabricación de los productos derivados del petróleo, de los productos alimenticios, la industria cerámica, las centrales generadoras de energía, la siderurgia, los tratamientos térmicos, la industria papelera, la industria textil, etc.

En todos estos procesos, es absolutamente necesario controlar y mantener constantes algunas magnitudes, tales como la presión, el caudal, el nivel, la temperatura, el pH, la conductividad, la velocidad, la humedad, el punto de rocío, etc. Los instrumentos de medición y control permiten el mantenimiento y la regulación de estas constantes en condiciones más idóneas que las que el propio operador podría realizar.

En los inicios de la era industrial, la operatoria de los procesos se llevaba a cabo con un control manual de estas variables utilizando sólo instrumentos simples, manómetros, termómetros, válvulas manuales, etc., control que era suficiente por la relativa simplicidad de

los procesos. Sin embargo, la gradual complejidad con qué éstos se han ido desarrollando ha exigido su automatización progresiva por medio de los instrumentos de medición y control. Estos instrumentos han ido liberando al personal de campo de su función de actuación física directa en la planta y, al mismo tiempo, le han permitido una labor única de supervisión y de vigilancia del proceso desde centros de control situados en el propio proceso o bien en salas aisladas separadas; asimismo, gracias a los instrumentos, ha sido posible fabricar productos complejos en condiciones estables de calidad y de características, condiciones que al operario le serían imposibles o muy difíciles de conseguir, realizando exclusivamente un control manual.

Los procesos industriales a controlar pueden dividirse ampliamente en dos categorías: procesos continuos y procesos discontinuos. En general, en ambos tipos deben mantenerse las variables (presión, caudal, nivel, temperatura, etc.), bien en un valor deseado fijo, bien en un valor variable con el tiempo de acuerdo con una relación predeterminada, o bien guardando una relación determinada con otra variable.

El sistema de control que permite este mantenimiento de las variables puede definirse como aquel que compara el valor de la variable, o condición a controlar, con un valor deseado y toma una acción de corrección de acuerdo con la desviación existente sin que el operario intervenga en absoluto.

El sistema de control exige pues, para que esta comparación y subsiguiente corrección sean posibles, que se incluya una unidad de medida, una unidad de control, un elemento final de control y el propio proceso. Estos conjuntos de unidades forman un bucle o lazo que recibe el nombre de lazo de control. El lazo puede ser abierto o bien cerrado (Solé, 2011)

**Lazo de control cerrado:** En el lazo cerrado se da al controlador un valor deseado o set-point de la variable del proceso, luego se mide esa variable y se envía al controlador, para que

compare y obtenga un error. De acuerdo a la técnica de control, se toman acciones para reducir o eliminar dicho error y llevar a la PV al valor deseado o ajustado. En este caso, se realiza feedback o realimentación de la PV, mediante instrumentos y equipos de instrumentación industrial.

**Lazo de control abierto:** En el lazo abierto se da un valor deseado o set-point al controlador del proceso, pero no se realiza feedback o realimentación de la variable del proceso PV (Process Variable). En este caso, se emplean sensores y transductores para medir las variables de interés en el proceso productivo. (Solé, 2011)

**Diagramas de flujo de proceso PFD** Un diagrama de flujo de procesos (PFD) es un tipo de diagrama de flujo que ilustra las relaciones entre los principales componentes de una planta industrial. Se usa ampliamente en los ámbitos de ingeniería química e ingeniería de procesos, aunque sus conceptos a veces también se aplican a otros procesos. Se usa para documentar o mejorar un proceso o modelar uno nuevo. En función de su uso y contenido, también se puede denominar "diagrama de flujo de procesos", "diagrama de flujo de bloques", "diagrama de flujo esquemático", "diagrama de flujo macro", "diagrama de flujo vertical", "diagrama de tuberías e instrumentación", "diagrama de flujo de sistema" o "diagrama de sistema". Estos emplean un conjunto de símbolos y notaciones para describir un proceso. Los símbolos cambian en distintos lugares y los diagramas pueden variar desde simples garabatos trazados a mano o notas adhesivas hasta diagramas de aspecto profesional con información detallada expansible desarrollados mediante software. (Sanchez, 2017)

1. Definir el alcance del proceso que se debe examinar y lo que se espera obtener.

2. Decide cuál es el nivel de detalle que necesitas para tus propósitos. En el caso de un proceso sofisticado, se pueden dibujar distintas versiones del diagrama para comunicarse con personas que ocupen diferentes roles.

3. En el caso de un proceso avanzado, tal como en una planta industrial, la investigación se puede realizar mediante un equipo del proyecto, un grupo de control de calidad o un asesor.

4. Estudia el equipo, las actividades y las relaciones mediante técnicas de observación y la realización de entrevistas. Si estás modelando un proceso nuevo, estudia los datos disponibles, incluidas las regulaciones de lo que se esté produciendo en el proceso.

5. Dibuja un borrador del diagrama y obtén una confirmación de parte de las personas involucradas en el proceso. Cambia, agrega o elimina lo que sea necesario en colaboración con ellas.

6. Ahora el o los diagramas se pueden emplear para el propósito previsto de documentación, control de calidad, mejoras o el objetivo que desees.

Diagramas de Tubería e Instrumentación P&ID: Un diagrama de tuberías e instrumentación o P&ID muestra las tuberías y los componentes relacionados del flujo de un proceso físico. Se utiliza más comúnmente en el campo de la ingeniería.

Los P&IDs son fundamentales para el mantenimiento y modificación del proceso que representan gráficamente. En la etapa de diseño, el diagrama también ofrece la base para el desarrollo de esquemas de control del sistema, como el Análisis de Riesgos y Operatividad (HAZOP, por sus siglas en inglés).

En el caso de las instalaciones de procesamiento, se trata de una representación gráfica de: Los detalles clave de las tuberías e instrumentación, Los esquemas de control y apagado, Los

requisitos de seguridad y normativa, La información básica de arranque y operación, La planta de procesos continuos, utiliza controles en tipos de lazo abierto y cerrado.

Los P&IDs son una ilustración esquemática de la relación funcional de las tuberías, la instrumentación y los componentes de equipo del sistema usados en el campo de la instrumentación y control o de la automatización. Generalmente son creados por ingenieros que están diseñando un proceso de producción para una planta física.

Las instalaciones como centro de procesamiento de hidrocarburos generalmente requieren pasos químicos o mecánicos complejos que se trazan con P&IDs para construir una planta y también para mantener la seguridad de la planta como referencia para la Información de Seguridad de Procesos (PS) en la Gestión de Seguridad de Procesos (PSM). Si algo sale mal, revisar el P&ID generalmente es un buen comienzo. Los P&IDs son documentos muy valiosos que hay que tener a mano, y que se usan ya sea para simplificar un proceso existente, reemplazar una pieza del equipo o guiar el diseño y la implementación de una nueva instalación. Con los datos que proporcionan, se pueden planificar cambios de forma segura y eficiente por medio de la Gestión de cambios (MOC).

Los P&IDs son usados por técnicos, ingenieros y operadores especializados en el campo para comprender mejor el proceso y cómo la instrumentación está interconectada. También pueden ser útiles en el entrenamiento de trabajadores y contratistas.

Las empresas que tienen sistemas instrumentados se rigen bajo la normatividad de la sociedad americana de instrumentación, sus siglas en ingles "ISA" instrument society of america. Para lo cual las normas que rigen la nomenclatura usada para realizar los P&ID son las siguientes:

ANSI /ISA-5.1-1984 (R1992) e ISA-5.3-1983 están son las guías generalmente más aceptables para desarrollar simbolismos para instrumentación y sistemas de control en las industrias químicas, petroquímicas, generación de energía, pulpa y papel, refinación, metales, aire acondicionado, etc. Y estas pueden ser usadas en procesos continuos por lotes y discretos. (Sanchez, 2017)

### **Medición de Nivel.**

El nivel es una de las principales variables a medir en la mayoría de los procesos industriales, ya sea de manera líquida o sólida.

De las principales razones para medir nivel, es poder cuantificar el volumen de un producto. Si se conoce cuanto porcentaje de nivel tiene tanque, con esto se puede determinar su volumen.

También se mide nivel por razones de protección, para evitar derrames de un tanque, o trabajos en vacío de una motobomba.

Existen diferentes métodos para la medición de nivel, cada uno basado en diferentes

### **Principios de Medida.**

Medición de nivel continua. (Transmisores de nivel).

Medición de nivel discreta (Interruptores de nivel).

Indicadores de nivel (Visores de nivel).

Para la medición de nivel se debe tener en cuenta los siguientes factores principales en cuanto al producto.

Líquido:

Gravedad específica.

Viscosidad.

Grado de Corrosión.

Generación de espuma.

Solido:

Polvo.

Partículas.

Material granulado.

Se debe tener en cuenta los siguientes factores principalmente. Variables del producto.

Constante dieléctrica.

Densidad.

Conductividad. Variables del proceso:

Presión del proceso.

Temperatura del proceso.

Condiciones del Tanque:

Presurizado o Atmosférico.

Geometría del tanque.

Llenado del tanque (superior, inferior, etc.).

Material del tanque (metal, PVC, otros)

Existen varios métodos para medir el nivel:

Presión Hidrostática, desplazamiento, ultrasonido, radar, radar de onda guiada, capacitivos. (Solé, 2011)

### **Clasificación de Tecnologías de Nivel**

Muchas tecnologías de medición de nivel están disponibles. Las opciones varían desde métodos simples y manuales hasta métodos más elaborados que no entran en contacto con los



productos medidos. Algunas tecnologías están disponibles en versiones de medición de nivel continuo y de nivel puntual. En un esfuerzo por agrupar las características generales, los dispositivos de medición de nivel se pueden organizar en las siguientes cuatro categorías:

Manual/mecánico

Electromecánica

Contacto electrónico

Electrónica sin contacto

Esta sección presenta y explica en detalle la función, los beneficios y las limitaciones de los dispositivos en cada categoría.

**Manual/mecánico:** Los dispositivos en la categoría manual/mecánica no tienen salida electrónica. El operador usa el dispositivo para obtener una indicación visual de la cantidad de material en el recipiente. Ejemplos de dispositivos de medición de nivel

en esta categoría están las mirillas o los sistemas de medición de varillas, o una varilla medidora de aceite. Estos dispositivos son de bajo costo, pero no tienen automatización.

**Electromecánica:** Los dispositivos de la categoría electromecánica son conjuntos mecánicos con varias piezas móviles que producen una salida electrónica para el control. A diferencia de los dispositivos manuales/mecánicos, los dispositivos electromecánicos proporcionan una medición automatizada que se puede leer de forma remota.

Los dispositivos con partes móviles tienden a tener altos requisitos de mantenimiento. La exposición de dispositivos electromecánicos a fluidos pegajosos, viscosos o corrosivos crea un entorno en el que

Las partes mecánicas de los dispositivos están sujetas a ensuciamiento (ensuciamiento de las partes móviles) y corrosión, lo que conduce a limpiezas o reparaciones frecuentes. Un ejemplo de un dispositivo de medición de nivel en esta categoría es un desplazador.

**Contacto electrónico:** Los dispositivos en la categoría de contacto electrónico no tienen partes móviles. Si bien no son inmunes a los problemas de recubrimiento o corrosión, los dispositivos de contacto electrónicos tienden a ser más robustos y, por lo tanto, requieren menos mantenimiento que los dispositivos electromecánicos. Ejemplos de dispositivos de medición de nivel en esta categoría son el radar de onda guiada, la capacitancia y los transmisores de nivel basados en la presión.

**Electrónica sin contacto:** Los dispositivos en la categoría electrónica sin contacto brindan una medición de nivel sofisticada sin siquiera tocar el producto. Debido a que no tienen partes móviles ni contacto directo, el mantenimiento es mínimo. Los dispositivos electrónicos sin contacto pueden ser más fáciles de instalar que otros dispositivos de nivel porque, por lo general, no es necesario drenar el recipiente de retención. El vapor y la espuma pueden afectar la medición. Ejemplos de dispositivos de medición de nivel en esta categoría son los transmisores de radar y ultrasónicos.

**Costo versus rendimiento:** La tecnología de medición de nivel que se elija depende de si el usuario está más preocupado por el costo o el rendimiento. Los dos son indirectamente proporcionales. Por otro lado, el costo de mantenimiento es inversamente proporcional al rendimiento. (Emerson, 2021)

**Medición de nivel por presión diferencial:** Se puede determinar el nivel de un tanque, si se conoce su altura, su presión y la densidad del producto almacenado

Las ventajas de medición de nivel de presión hidrostática es que son de fácil instalación, fácil calibración, exactitud aceptable.

Pero cuentan con la desventaja de que depende de la densidad del líquido y esta puede variar con la temperatura ambiente y generar fallas en la medición de nivel. (Solé, 2011)

Medición de nivel, principio desplazamiento, flotador: Estos transmisores cuentan con un elemento que se desplaza por el principio de flotación de Arquímedes:

- Todo cuerpo sumergido está sometido a una fuerza de flotación.
- Esta fuerza de flotación es directamente proporcional al nivel del fluido.

El elemento desplazador debe estar en contacto con el fluido. A medida que incrementa el nivel y el elemento desplazador se sumerge en el fluido la fuerza de flotación aumenta, generando un pequeño movimiento hacia arriba. Este rango de movimiento, es interpretado por la electrónica del transmisor como una lectura de nivel.

Las ventajas de este principio de medida de nivel son las siguientes:

Se puede tener una instalación externa al tanque.

Apto para altas presiones.

Medición de hasta 3 variables (nivel, interface, densidad).

Independiente de las características del tanque.

Desventajas:

No es apto para fluidos con viscosidad alta.

Si el fluido presenta cambios en su densidad, se obtendrá una medida errónea.

No es apto para fluidos adhesivos, ni fluidos que tienden a cristalizarse. (Solé, 2011)

Transmisor de nivel principio ultrasónico

Es basado en la medición de tiempo de retorno de una onda acústica emitida por un sensor que se refleja en la superficie del líquido o sólido y vuelve al sensor.

El tiempo que tarda la onda en regresar luego de ser transmitida, es directamente proporcional a la distancia en la cual se encuentra la superficie del fluido o sólido.

En la siguiente imagen se observa un medidor de nivel ultrasónico instalado en la parte superior de un tanque.

Si en la superficie del líquido existe una capa de espuma fina o si el producto es un árido compuesto por pequeños gránulos, se reflejará menos energía, por lo tanto, se necesita mayor energía en la transmisión de la onda.

Si existe una capa gruesa de espuma, la señal no regresará por lo tanto el instrumento no será apto para la medición.

#### Ventajas:

No hay contacto con el producto.

Adecuado para medir nivel de líquidos viscosos o lodos.

No tiene partes móviles.

Bajo mantenimiento.

#### Desventajas:

No sirve para medición en caso de vacío (las ondas necesitan aire o gas para su propagación).

No es apto para aplicaciones donde se generen espumas, polvos o vapores densos. (Solé, 2011)

Transmisor de Nivel por Radar de Onda Guiada.

La medición de radar por onda guiada o TDR ( Time Domain Reflectometry), envía una onda de radar a través de un cable, o varilla, el cual se refleja al encontrar un cambio súbito en la constante dieléctrica.

Se utilizan para medir de nivel de interface, no se ven afectados por la presencia de polvos o vapores.

La sonda actúa como una línea de transmisión. (Solé, 2011)

El radar de onda guiada envía repetidamente pulsos de microondas de baja amplitud y alta frecuencia a la velocidad de la luz a lo largo de una sonda. El dispositivo calcula la distancia midiendo el tiempo que tarda el pulso en alcanzar la superficie del fluido y regresar.

Fórmula de nivel de tiempo de vuelo

$$d = (s \cdot t) / 2$$

d = distancia (nivel) s = velocidad t = tiempo

Mientras la velocidad de la luz permanezca constante, las mediciones con radar de onda guiada solo están influenciadas por la constante dieléctrica, o propiedades reflectantes, del fluido que está midiendo el sensor. Los fluidos con una constante dieléctrica más alta devolverán una señal más fuerte a la electrónica del sensor, mientras que los fluidos con constantes dieléctricas más bajas se vuelven más difíciles de medir. (PQ, 2021)

Transmisor de Nivel Capacitivo.

Se basa en la medición de nivel, mediante el cambio de capacitancia de un condensador.

Un condensador sencillo consta de 2 placas separadas por un material dieléctrico.

En este caso, una de las placas del condensador será el elemento sensor y la otra será las paredes del anque. Elelemento dieléctrico será el producto a medir.

A medida que el tanque se llena, aumenta su capacitancia.

Para casos donde los tanques no sean de metal, se debe adicionar una tierra eléctrica.

Si el fluido medido, no conduce la electricidad, se debe introducir una varilla conductora.

Productos que se adhieren a la sonda, cambian las condiciones eléctricas.

#### Ventajas

Apto para la medición de líquidos y sólidos, e interfaces.

Apto para ambientes con alto grado de corrosión.

#### Desventajas.

Método de medición intrusivo.

Se ve afectada la medición por productos adhesivos.

Requieren productos con una constante dieléctrica estable. (Solé, 2011)

### **Tecnologías para la Medición del Nivel de Interfaz de Líquidos Magnetrol.**

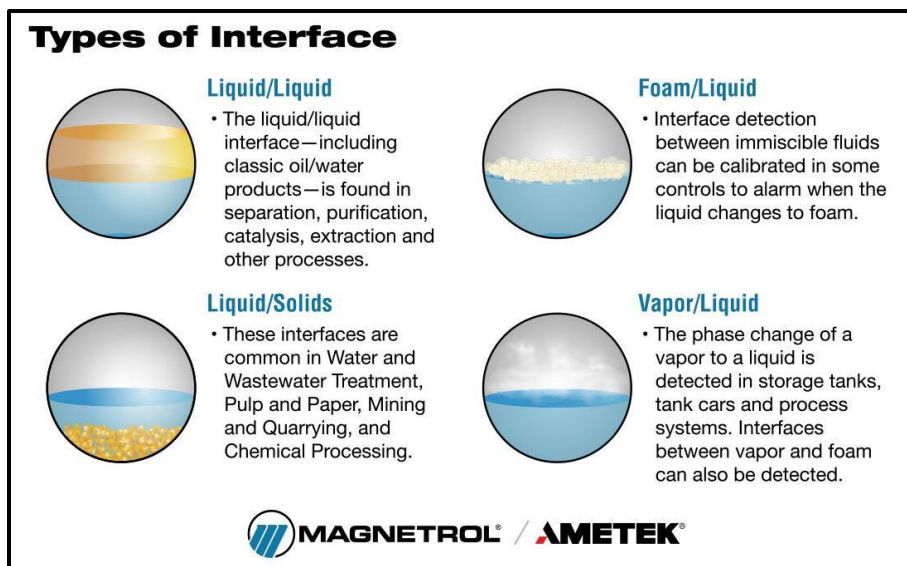
La necesidad de medir el nivel de la interface surge cuando los líquidos inmiscibles (aquellos que no se pueden mezclar) residen dentro del mismo recipiente. El material más ligero sube a la parte superior y el material más pesado se asienta en la parte inferior. En la producción de petróleo, por ejemplo, se utiliza agua o vapor para extraer petróleo de un pozo. Los fluidos de pozo luego se encaminan a los separadores de producción donde se asientan en sus partes constituyentes primarias como una interfaz de hidrocarburo sobre agua. El agua también se puede utilizar como medio de transporte o agente de limpieza y forma una interfaz que luego se extrae.

Las interfaces se encuentran comúnmente en los diversos procesos de separación que son esenciales para todas las industrias. La separación recupera aditivos y solventes, extrae impurezas y dirige los medios a diferentes canales de procesamiento.

Aunque nuestro énfasis está en la interfaz líquido-líquido, también se forman interfaces entre líquido y sólido, líquido y espuma, o líquido y gas, como vapores o gases que se utilizan en la inertización de tanques.

## Figura 1

### *Tipos de interfaces*



*Nota:* Especificación de los tipos de interfaces. Fuente: (Magnetrol/Ametek, 2022)

Los líquidos inmiscibles se encuentran a lo largo de una capa de interfaz donde experimentan cierta cantidad de emulsificación. Esta capa de emulsión (también llamada capa de trazo) puede formar un límite estrecho y preciso; pero más frecuentemente es un gradiente más amplio de líquidos mixtos. En general, cuanto más gruesa es la capa de emulsión, mayor es el desafío de la medición. Dado que es necesario conocer la posición de una interfaz de proceso para mantener la calidad del producto y la eficiencia operativa, la interfaz debe medirse y controlarse mediante interruptores o transmisores de nivel de precisión. Aunque hoy en día hay disponibles al menos 20 tipos diferentes de dispositivos de medición de nivel de líquido, solo unos pocos son adecuados para una medición de nivel de interfaz precisa y confiable.

**Tecnologías de medición de nivel:** Estas son algunas de las tecnologías más confiables para la medición del nivel de interfaz. La información presentada describe las tecnologías relacionadas con la instrumentación de nivel Magnetrol®:

**Radar de onda guiada - Eclipse®:** Principio de medición: Eclipse se basa en la reflectometría en el dominio del tiempo. TDR transmite pulsos de energía electromagnética por la guía de ondas, o sonda. Cuando un pulso alcanza una superficie líquida que tiene una constante dieléctrica más alta que el aire en el que viaja (constante dieléctrica de 1), el pulso se refleja. El circuito de temporización de ultra alta velocidad proporciona una medida precisa del nivel de líquido. Incluso después de que el pulso se refleje desde la superficie superior, parte de la energía continúa a lo largo de la sonda a través del líquido superior. El pulso se refleja de nuevo cuando alcanza el líquido inferior dieléctrico superior.

Medición de la interfaz: la constante dieléctrica ( $\epsilon$ ) de los medios de la interfaz es de vital importancia para GWR. Como se muestra en la ilustración de la derecha, el dieléctrico superior debe estar entre 1,4 y 10, y la diferencia dieléctrica debe ser mayor que 10. La aplicación típica de interfaz de aceite y agua muestra que la capa superior de aceite no conductor es 2 y la inferior, muy la capa de agua conductiva es de 80. La medición del eclipse es adecuada cuando la interfaz es limpia y distinta, y la profundidad de la capa de emulsión es poco profunda.

**Transmisores magneto restrictivos - Jupiter®:** Principio de medición: similar a GWR, se utiliza una sonda física con un flotador que se desplaza a lo largo del diámetro exterior de la sonda sobre el líquido. Un pulso de baja energía viaja a lo largo de un cable magnetostrictivo que reside dentro de la sonda y se genera una señal de retorno desde la ubicación precisa donde el campo magnético del flotador se cruza con el cable (es decir, el nivel del líquido). El tiempo



transcurrido entre la generación del pulso y el regreso de la señal acústica se mide para proporcionar datos de nivel altamente precisos y en tiempo real.

Medición de interfaz: En estos casos, el flotador se puede pesar en función de las gravedades específicas de los dos líquidos primarios que se separan. Magnetostrictive es particularmente útil para rastrear el fondo de capas de emulsión gruesas.

**Controladores y transmisores de desplazadores - Modulevel®:** Principio de medición: el movimiento del nivel de interfaz a lo largo del desplazador hace que el resorte del rango de precisión se extienda o comprima. Esto provoca el movimiento del núcleo dentro de un transformador diferencial variable lineal en el módulo electrónico Digital E3, lo que da como resultado una salida digital o analógica. En un Modulevel neumático, esto provoca el movimiento de una bola magnética que guía el carro magnético, lo que provoca un cambio de salida neumática.

Medición de interfaz: esta tecnología se usa ampliamente para el servicio de interfaz porque normalmente rastreará la mitad de la capa de emulsión.

**Dispersión Térmica - Thermatel®:** Principio de medición: los interruptores que utilizan tecnología de dispersión térmica detectan la transferencia de calor, lo que reduce la diferencia de temperatura entre dos sensores; un sensor es de referencia y el otro se calienta a una temperatura superior a la temperatura del proceso. La diferencia de temperatura es mayor en el aire, luego disminuye cuando ocurre el enfriamiento debido a un cambio en la tasa de flujo y/o el medio. La electrónica compara la señal eléctrica de los sensores con el punto de ajuste para proporcionar una activación del relé.

Medición de interfaz: Los interruptores Thermatel TD1/TD2 y TG1 han sido diseñados y contruidos para detección de nivel, flujo o interfaz. Cuando se utiliza como un interruptor de

nivel de interfaz, el punto de referencia se puede ajustar para detectar la diferencia de conductividad térmica entre dos líquidos. Los líquidos a base de agua tienen una conductividad térmica alta, mientras que los materiales orgánicos (aceite) tienen una conductividad térmica más baja. (Ametek, 2022)

**Radar de onda guiada MAGNETROL :** El radar de impulsos de micropotencia combina la reflectometría en el dominio del tiempo, el muestreo de tiempo equivalente y circuitos modernos de baja potencia. Esta síntesis de tecnologías crea un transmisor de radar de onda guiada de alta velocidad. Los pulsos electromagnéticos se propagan a través de una guía de onda que concentra la energía y produce un sistema muchas veces más eficiente que el radar por aire.

**Reflectometría de dominio de tiempo (TDR):** TDR usa pulsos de energía electromagnética (EM) para medir distancias o niveles. Cuando un pulso alcanza una discontinuidad dieléctrica (como una creada por una superficie del medio), parte de ese pulso se refleja y regresa a su origen en la electrónica. Cuanto mayor es la diferencia dieléctrica entre el aire y el medio que se quiere medir, mayor es la amplitud de la reflexión.

Aunque TDR es relativamente nuevo en la industria de medición de nivel industrial, se ha utilizado en las industrias de telefonía, informática y transmisión de energía durante años. En estas industrias se usa para ubicar con éxito cortes y cortocircuitos en cables. Se envía un pulso electromagnético a través del cable viajando sin obstáculos hasta que encuentra un cable roto salto o un cortocircuito. En ese punto se devuelve una reflexión al origen del pulso y un circuito de sincronización calcula la ubicación o distancia a partir del origen de la señal.

En el transmisor de radar de onda guiada Eclipse, una guía de onda con una impedancia conocida con respecto al aire se utiliza como sonda. Cuando parte de la sonda se sumerge en un

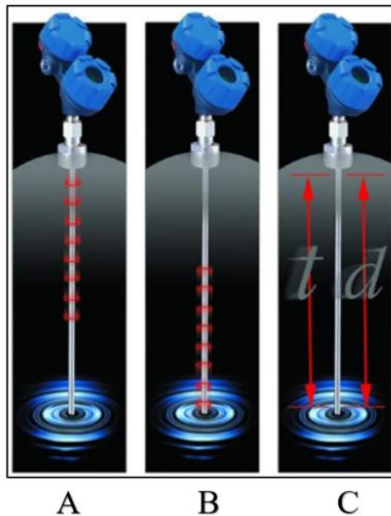
material que no sea aire, hay una menor impedancia debido al aumento en el dieléctrico del medio. Cuando se envía un pulso electromagnético por la sonda y se encuentra con la discontinuidad dieléctrica, se genera una reflexión de la señal en ese punto.

**Muestreo de tiempo equivalente (ets):** ETS, o Muestreo de Tiempo Equivalente, se emplea para medir la energía electromagnética de alta velocidad y baja potencia. La utilización del algoritmo ETS es una clave crítica en la aplicación del principio TDR para la medición de niveles en tanques. La energía electromagnética de alta velocidad ( $1000 \text{ ft} / \mu\text{s}$ ) es difícil de medir en distancias cortas y a la resolución requerida en la industria de procesos. ETS captura las señales electromagnéticas en tiempo real (nanosegundos) y las reconstruye en tiempo equivalente (milisegundos), que es mucho más fácil de medir con la tecnología actual.

ETS se logra escaneando la guía de onda para recolectar miles de muestras. Aproximadamente 5 escaneos se toman por segundo; cada escaneo reúne más de 50,000 muestras.

**Figura 2**

*Esquema de funcionamiento transmisor de onda guiada Magnetrol*



**Nota A)** Pulso generado: los transmisores ECLIPSE generan pulsos de energía electromagnética que se transmiten por la sonda o guía de ondas. **B)** Pulsos reflejados: cuando alcanzan una superficie líquida que tiene un dieléctrico más alto que el aire o el vapor en el que viajan, los pulsos se reflejan. **C)** Tiempo convertido en distancia: el tiempo de tránsito de los pulsos hacia y desde la superficie se mide, se convierte en distancia y luego se muestra en la pantalla LCD como una lectura de nivel. *Fuente.* (Magnetrol/Ametek, 2022)

## **Desarrollo y Entregables del Proyecto.**

### **Fase 1. Identificación de la Instrumentación Instalada y las Fallas Presentadas.**

Con la puesta en marcha de la Planta de Estabilización de Condensados (PECC) en el año 2019, entraron en servicio 15 transmisores de Nivel tipo Radar Onda guiada, ubicados en el sistema de estabilización (Sistema 26), teniendo como equipos padres las torres de Destilación (torre De-etanizadora CT-2603 Y Torre De-butanizadora CT-2604), las vasijas de separación y los intercambiadores de calor. De estos 15 trasmisores, 7 se encuentran ejecutando tareas de seguridad, 4 de control y 4 indicación, pero dada la criticidad del proceso, los productos manejados y el impacto económico que dicho proceso significa para el negocio de producción y venta de GLP Y NGL de la VPI PIEDEMONTE, por confiabilidad e integridad se debe garantizar la operatividad permanente de todos los transmisores.

La distribución de la base instalada referente a la medición de nivel a lo largo del proceso obedece a lo mostrado en la Tabla 1, en donde todas las unidades son de Marca HONEYWELL, MODELO **SLG 700**, las diferencias presentadas en el código de selección extendido (parte numero) corresponden a características de configuración y/o características del elemento primario (sonda), pero en términos generales se pueden tratar todos los equipos como elementos homólogos.

**Tabla 1**

*Planta instalada de transmisores de nivel onda guiada de planta de estabilización de condensados (PECC), Sistema 26 – ESTABILIZACION*

Tag	Ubicación	Cod. de Selección Extendido	V.Min. Calib.	V.Max. Calib	Unidad
26 -LIT -2609	INDICACION EN PLATO 36 CT-2604	SLG720- SRJNS2VM01500- AS2B-A-CHE-1004S- B-1A6-FX,F1-00000	0	24	In
26-LIT-2600	SD. INDICACIÓN EN V-2605 TAMBOR REFLUJO DEETANIZADOR	SLG720- SRJNS2VM01900- AS2B-A-CHE-1004S- B-1A6-FX,FE,F1- 00000	0	41	in
26-LIT-2601	CONTROL EN V-2605 TAMBOR DE REFLUJO DEETANIZADOR	SLG720- SRJNS2VM01900- AS2B-A-CHE-1004S- B-1A6-FX,FE,F1- 00000	0	41	in
26 -LIT -2615	INDICACIÓN EN REHERVIDOR HE-2609	SLG720- SRJNS2VM01900- AS2B-A-CHE-1004S- B-1A6-FX,FE,F1- 00000	0	40	In
26 -LIT-2607	CONTROL EN FONDOS DE CT-2603	SLG720- SWAWS2VM06500- AS2B-A-CHE-1004S- B-1A6-FX,F1-00000	0	224	in
26 -LIT-2605	FONDOS DE CT-2603	SLG720- SWAWS2VM06500- AS2B-A-CHE-1004S- B-1A6-FX,F1-00000	0	224	In
26 -LIT -2606	INDICACIÓN EN REHERVIDOR HE-2609	SLG720- SWAWS2VM06500- AS2B-A-CHE-1004S- B-1A6-FX,F1-00000	0	224	In
26 -LIT -2611A	INDICACIÓN EN REHERVIDOR HE-2611	SLG726- SRLNS2NM01900- AS2B-A-CHE-1003S- B-1A6-FX,FE,F1- 00000	0	40	In
26 -LIT -2616	INDICACIÓN EN REHERVIDOR HE-2611	SLG726- SRLNS2NM01900- AS2B-A-CHE-1003S- B-1A6-FX,FE,F1- 00000	0	40	In
26-LIT-2602	INDICACIÓN EN V-2603	SLG726- SRLNS2NM02700- AS2B-A-CHE-1003S- B-1A6-FX,FE,F1- 00000	0	72	in
26 -LIT-2603	CONTROL V-2603 TAMBOR ESTABILIZACION CONDENSADOS	SLG726- SRLNS2NM02700- AS2B-A-CHE-1004S- B-1A6-FX,F1-00000	0	72	in
26 -LIT -2612	CONTROL EN CT-2604	SLG726- SRLNS2NM03300- AS2B-A-CHE-1004S- B-1A6-FX,FE,F1- 00000	0	96	In
26 -LIT-2610- A	INDICACIÓN EN FONDO CT-2604	SLG726- SRLNS2NM03300- AS2B-A-CHE-1003S- B-1A6-FX,FE,F1- 00000	0	96	In
26 -LIT-2610-B	INDICACIÓN EN FONDO CT-2604	SLG726- SRLNS2NM03300- AS2B-A-CHE-1003S- B-1A6-FX,FE,F1- 00000	0	96	In
26 -LIT-2610- C	INDICACIÓN EN FONDO CT-2604	SLG726- SRLNS2NM03300- AS2B-A-CHE-1003S- B-1A6-FX,FE,F1- 00000	0	96	In

**Nota.** Relación de la planta instalada de transmisores de nivel onda guiada en planta de

estabilización de condensados, especificando el TAG, ubicación, parte número y rango. Fuente.

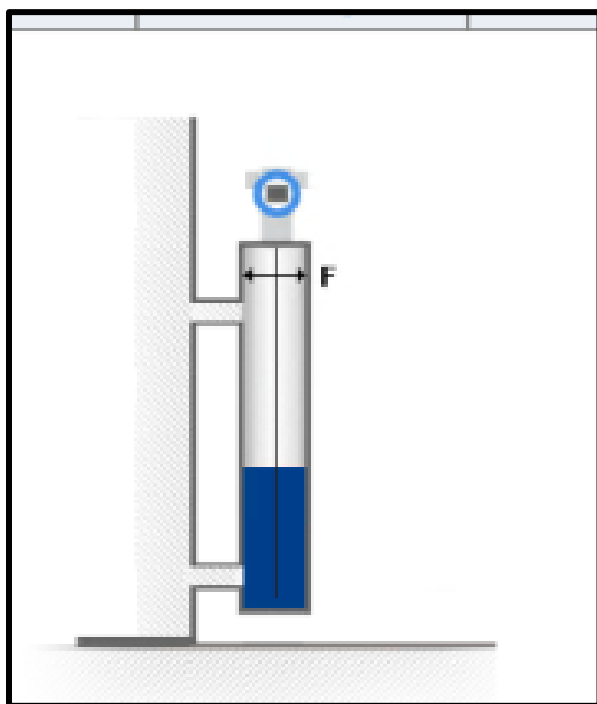
autor

### Montaje y Configuración de los Equipos Actuales

Por disposición del área de proyectos y basados en las recomendaciones de montaje mencionadas en el manual de los transmisores de nivel onda guiada Honeywell modelo STG 700 (Honeywell, 2017) (Anexo 1. Technical información: SLG 700 Smart Line Guided-Wave Radar), todos los transmisores en los diferentes equipos en donde se encuentran, están instalados en tubo bypass dispuestos exclusivamente para la medición de nivel como se muestra en la figura

### Figura 3

*Esquema de Montaje de los LIT en PECC.*



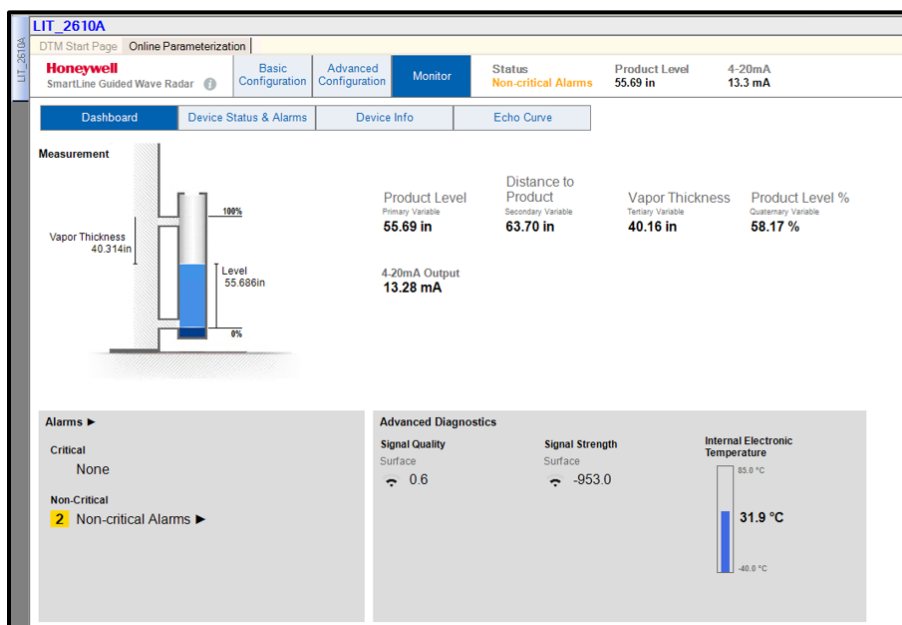
**Nota.** Esquema de montaje de los transmisores de nivel en planta de estabilización de condensados área de estabilización, montaje en tubo de bypass. *Fuente.* (Honeywell, 2017)

La configuración de los transmisores en campo, esta efectuada a través de un comunicador de campo que cuenta con el software PACTWARE, el cual a través del protocolo de comunicación HART permite establecer los parámetros de operación de cada equipo, estos están configurados para entregar su señal de salida en un lazo de corriente de 4 a 20 mA, y

rangueados de acuerdo a la longitud de la sonda que se les encuentre instalada. En la figura 2 se muestra un ejemplo de la configuración realizada sobre el transmisor de nivel LIT-2610-A

## Figura 4

### Monitoreo de Parámetros Generales de LIT-2610-A Honeywell



*Nota.* Visualización de parámetros de operación del LIT-2610-A desde servidor FDM (Field Device Management) de Honeywell en cuarto de control. *Fuente.* Autor

## Configuración del Lado del Controlador

Del lado del controlador, las configuraciones dadas a los transmisores se pueden dividir en tres de acuerdo a su aplicación, indicación, control y/o seguridad

### LI- Indicadores de Nivel.

Dado que el sistema de supervisión de la planta de estabilización de condensados –PECC está basado en la plataforma EXPERION EPKS de HONEYWELL, las lógicas aplicadas tanto para los instrumentos de indicación como de control son desarrolladas en la herramienta CONTROL BUILDER, en donde para los instrumentos de indicación, se debe incluir un bloque de asignación y configuración del canal AI (Analog input) al cual se encuentra conectado el

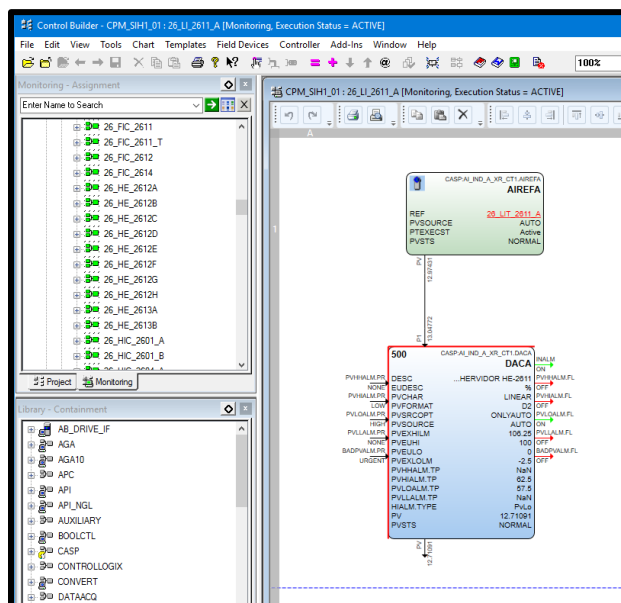


instrumento de campo a leer, en dicho bloque se asignan las configuraciones del canal y entrega como salida un valor equivalente a la unidad física medida la cual puede corresponder al equivalente en número de conteos del conversor ADC o un valor entre 4 a 20 referente a la intensidad de corriente suministrada al canal.

Para convertir el valor entregado por el bloque de asignación y configuración del canal a las unidades de ingeniería propias de la variable medida (0 a 100% para el caso de nivel en el CPF Cupiagua), se hace uso de un bloque DACA como se muestra en la figura 3, en el cual se establece la relación de linealidad entre el valor entregado por el bloque anterior y el rango a estipular en el instrumento para finalmente obtener como salida el valor en unidades de ingeniería de la variable medida.

### Figura 5

*Configuración de una Entrada Análoga como Indicador en DCS Honeywell.*



**Nota.** Recorte tomado del software Control Builder, de donde se ha tomado como ejemplo la configuración dada al LIT-2611-A. *Fuente.* Autor

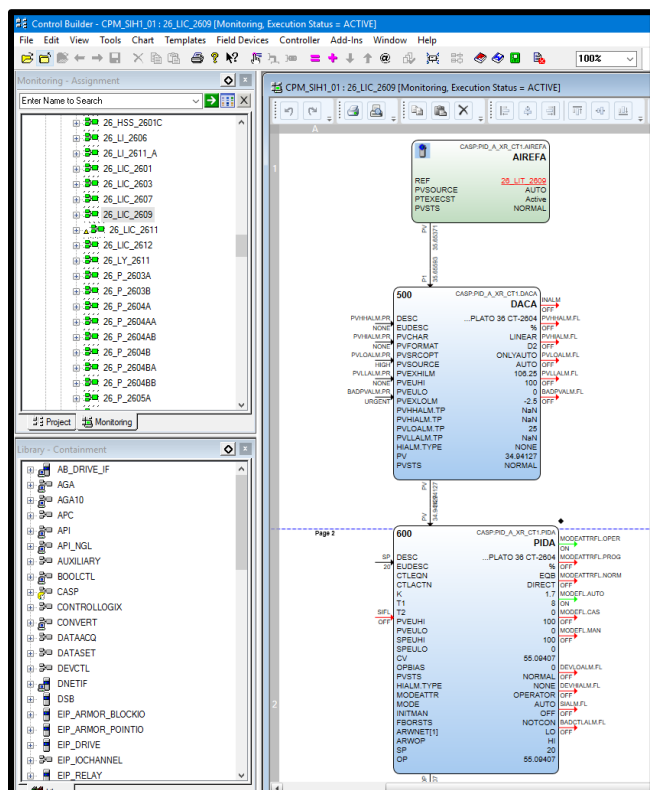
La visualización de este punto se hace a través de un layout predefinido para equipos de indicación en donde se muestra el valor actual del instrumento y desde donde se pueden configurar sus valores de alarma, si así se requiere. Este no deja realizar ningún tipo de configuración y o cambio sobre la lógica establecida para ese equipo

### **LIC - Transmisores Indicadores Controladores de Nivel.**

El desarrollo de la lógica de estos equipos como fue mencionado anteriormente se efectúa desde el aplicativo CONTROL BUILDER, y se parte desde la base de configuración de un indicador de nivel, es decir se debe implementar un bloque de asignación y configuración de canal AI, luego un bloque DACA el cual entrega al sistema el valor de la variable medida en unidades de ingeniería para posteriormente implementar un bloque PIDA, en este último se implementa los parámetros a utilizar en la sintonización del lazo de control al cual pertenece el transmisor a configurar, el control a desarrollar por este bloque puede ser de tipo P, PI O PID según se requiera y otorga como salida un valor del 0 al 100 % que es entregado a un canal de salida análogo en el cual se conecta el actuador del lazo de control (normalmente una válvula, LV para el objeto de los lazos de control analizados en este proyecto), en la figura 4 se muestra un ejemplo de la configuración realizada para este tipo de transmisores.

**Figura 6**

*Configuración de un Lazo de Control Cerrado en DCS Honeywell.*



**Nota.** Recorte tomado del software Control Builder, de donde se ha tomado como ejemplo la configuración dada al LIC-2609 *Fuente*. Autor

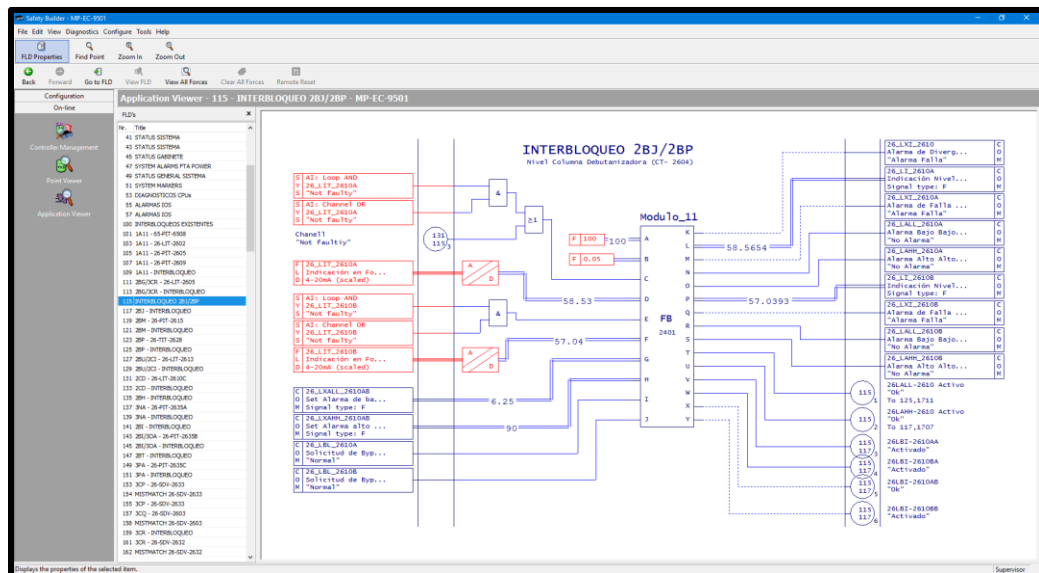
## Transmisores de Seguridad

los transmisores de Shut Down (SD) o transmisores que desempeñan las tareas de seguridad del proceso, son cableados y administrados por el Sistema Instrumentado de seguridad (SIS) con el que cuenta la planta de estabilización de condensados, el cual corresponde a un sistema SAFETY MANAGER de Honeywell, cuyo software de configuración es el SAFETY BUILDER, allí se lee un canal análogo de entrada (señal 4 a 20 mA del instrumento en campo), este escalizado en un bloque de conversión Análogo digital el cual entrega el valor de la variable física medida en unidades de ingeniería, para posteriormente ser incluido dentro de una serie de

programación en bloques que generan tanto las alarmas asociadas al sistema como diferentes niveles de para y/o interbloqueos que desarrollan lógicas de seguridad que se traducen en parada y o cierre de proceso.

## Figura 7

*Configuración de un Lazo de Seguridad en el SIS Honeywell.*



**Nota.** Recorte tomado del software Safety Builder, de donde se ha tomado como ejemplo la configuración dada al LIT-2610A *Fuente*. Autor

## Fallas Recurrentes

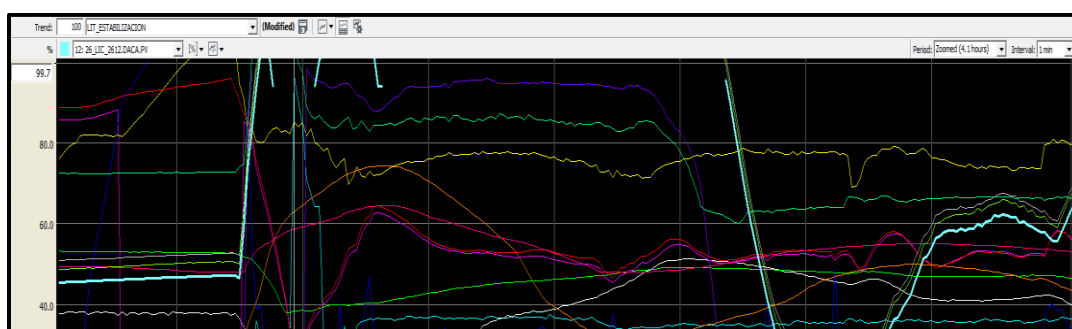
Las fallas hasta ahora identificadas en los transmisores de nivel de onda guiada Honeywell modelo SLG 700 son comunes entre si indistintamente de la aplicación (indicación, control o seguridad) para la cual hayan sido configurados, del mismo modo son fallas recurrentes a pesar de haber sido identificadas y atendidas por especialistas de la marca HONEYWELL.

**Saturación del instrumento.** Una de las fallas más comunes y críticas presentadas es la saturación o salida de rango del instrumento sea por bajo o alto nivel.

Dado que estos instrumentos se encuentran ubicados en torres de destilación o intercambiadores de calor en donde las variaciones de presión y temperatura generan rápidos cambios en el estado físico del producto tratado (gaseoso a líquido y viceversa) además de la generación de emulsiones, los niveles de condensados y gases en las torres y vasijas del proceso pueden variar abruptamente, por lo tanto, de esta misma manera cambian los valores medidos por los instrumentos generando bloqueos en el quipo o llevándolos incluso a valores de operación para los cuales no han sido configurados, niveles superiores o inferiores a la longitud de la sonda, cuando esto ocurre, los transmisores no solo generan la alarma de mala condición de la señal (IOBAD), sino que también quedan indisponible, incluso después de haber retornado físicamente a parámetros normales de operación, impactando directamente a las lógicas desarrolladas en los sistemas de control (DCS) y seguridad (SIS). En la figura 6 se muestra las tendencias de los transmisores de nivel de planta de estabilización de condensados donde se evidencia la saturación de algunos de ellos.

### Figura 8

*Tendencias de los Transmisores de Nivel Área de Estabilización de Condensados CPF-Cup*



**Nota.** Imagen tomada del sistema supervisorio EXPERION EPKS del DCS Honeywell de planta de estabilización de condensados, aquí se pueden evidenciar diferentes instantes de tiempo en donde los instrumentos LIT-2609/ LIT-2601/LIT2607 salen del rango de operación. Mostrando saturación en su medida *Fuente.* Autor

En la figura 7 se definen las convenciones o tabla de colores utilizadas para las diferentes gráficas.

### Figura 9

*Tabla de Convenciones Asociada a Tendencia de la Figura 6.*

Pen	Point ID	Parameter	Description
1	26_LIC_2609	DACA.PV	INDICACION EN PLATO 36 CT-2604
2	26_LI_2600	PV	Indicación Nivel reflux V-2605
3	26_LIC_2601	DACA.PV	CONTROL EN V-2605 TAMBOR DE REFLUJO DEETANIZADOR
4	26_LIT_2615	PV	Indicación en Rehervidor HE-2609
5	26_LIT_2607_PCS	PV	Indicación en CT-2603
6	26_LIT_2605	PV	Fondos de CT-2603
7	26_LI_2606	DACA.PV	INDICACION EN REHERVIDOR HE-2609
8	26_LI_2611_A	DACA.PV	INDICACION EN REHERVIDOR HE-2611
9	26_LI_2616	PV	Indicación Nivel reboiler HE-2611
10	26_LI_2602	PV	Indicación De Nivel En Tambor V-2603
11	26_LIT_2603_PCS	PV	Indicación en V-2603
12	26_LIC_2612	DACA.PV	CONTROL EN CT-2604
13	26_LIT_2610A	PV	Indicación en Fondo CT-2604
14	26_LIT_2610B	PV	Indicación en Fondo CT-2604
15	26_LIT_2610C	PV	Indicación en Fondo CT-2604

**Nota.** Imagen tomada del DCS HONEYWELL en la cual se establece la convención de los transmisores de nivel incluidos en la tendencia. *Fuente.* Autor

Para que este modo de falla no impacte negativamente sobre el proceso, se ha hecho necesario inhibir de manera temporal los transmisores de nivel que poseen tareas de seguridad, con el fin de evitar continuas paradas de planta por falsos nivel de líquidos en las torres de destilación, intercambiadores de calor y vasijas, dejando vulnerable la planta y aumentando el riesgo de ocurrencia de un evento de seguridad de proceso, obligando así a que los operadores de área y cuarto de control se encuentren aún más alertas con lo ocurrido con esta sección del proceso.

De igual manera para el caso de los transmisores asociados a lazos de control que presentan esta condición, el operador de cuarto de control se ha visto en la obligación de poner en manual el modo de operación del actuador asociado al lazo, y de manera continua estar asignando su valor de operación de acuerdo a la demanda del proceso.

Para superar esta falla, se requiere que cada vez que se presenté, el personal de instrumentación mantenimiento debe dirigirse hasta el equipo para realizar un reset físico (des

energizar- energizar el equipo), posteriormente se debe enviar un reset por software al controlador al cual se encuentra asociado el mismo, recuperando así la lectura del valor de nivel de proceso de este.

**Daño en módulo de comunicación:** La parte electrónica del transmisor, aquella que se encuentra en el housing superior de todo el equipo, es modular y se encuentra constituida básicamente por 3 componentes o módulos.

**El Terminal Block:** el cual corresponde al módulo de conexión eléctrica y suministro de potencia al transmisor.

**El módulo de Comunicación:** quien acondiciona la señal entregada por el elemento primario en un protocolo de comunicación admisible por los diferentes sistemas de control

**El módulo de Visualización o Display local:** en él se pueden validar diferentes parámetros del transmisor dentro de ellos la variable de proceso medida en unidades de ingeniería.

Dentro de la experiencia obtenida en la operación y mantenimiento continuo brindado a esta planta, es posible evidenciar que el módulo de comunicación de estos instrumentos se daña regularmente, obligando a ser cambiado dentro de los mantenimientos correctivos de estos instrumentos, cuando esto ocurre los equipos se van a falla y no es sino hasta que el modulo es remplazado que el equipo vuelve a estar disponible.

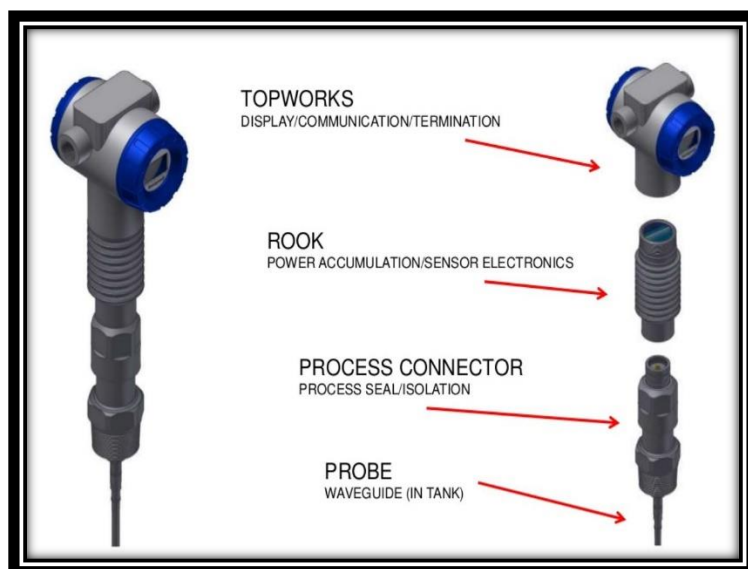
Si bien los transmisores son modulares y esto permite que tan solo se remplace el modulo dañado y no todo el transmisor, Honeywell posee una tabla de precios bastante elevada, en donde cada módulo cuesta alrededor de 700 dólares generando altos costos en las estrategias de mantenimiento de la base instalada.

### Mal contacto y/o ruptura de pin de conexión entre el process conector y la ROOK:

La conexión entre el housin superior del transmisor y la sonda rígida se hace a través de una pieza denominada PROCESS CONECTOR como se muestra en la figura 8, cuyo tipo de conexión es plug and play, está en su parte central lleva un pin de conexión eléctrica (en el que se transmite la señal de frecuencia que viaja a través de la sonda), este pin ha sido fracturado e incluso partido en diferentes transmisores durante el proceso de instalación, mantenimientos periódicos e incluso por el estrés mecánico existente en el punto de conexión dadas las altas vibraciones presente en las vasijas en donde se encuentran instalados. Este componente no es suministrado por fabrica como un consumible o repuesto así que cada vez que se daña se debe remplazar la totalidad del transmisor.

### Figura 10

*Despiece Modular de Transmisor de Onda Guiada Honeywell Modelo SLG 700*



**Nota.** Despiece de las partes que componen un transmisor de nivel Honeywell, en esta imagen es posible identificar el tipo de conexión del equipo Fuente. (Honeywell, 2017)



## Eventos registrados

Desde que la planta de estabilización de condensados (PECC) fue puesta en servicio a mediados del año 2019 y hasta enero del 2022, en el sistema SAP a través del cual se gestionan las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo de toda la planta, entre otras cosas, se han creado 46 órdenes de mantenimiento correctivo asociadas a las diferentes fallas presentadas por estos equipos, esto sin contar innumerables atenciones prioritarias que ha debido solventar el equipo de mantenimiento con el fin de garantizar la continuidad operativa y productiva de la PECC, además que en el año 2020 fabrica (HONEYWELL) remplazo por garantía 8 de estos transmisores sin lograr así sanear la totalidad de los modos de falla que a la fecha del presente documento se siguen presentando.

### Tabla 2

*Relación de Ordenes de Mantenimiento Creadas por Parte de Operaciones en Sistema de Gestión SAP.*

Item	Fecha de Aviso	Aviso	Orden	Descripción	Campo Clasif.
1	24/10/2019	400143374	20436770	LIT-2616 del HE-2611 en falla	PC-26-LIT- 2616
2	27/11/2019	400151126	20448304	FALLA LIT 2603 DE LA V2603	PC-26-LIT- 2603
3	29/11/2019	400151542	20448309	falla en lit 2610B CT-2604 DEBUTANIZADOR	PC-26-LIT- 2610B
4	15/12/2019	400155682	20455588	FALLA EN LIT 2600 VASIJA V-2605	PC-26-LIT- 2600

<b>5</b>	15/12/2019	400155681	20455586	FALLA EN LIT 2601 VASIJA V-2605	PC-26-LIT- 2601
<b>6</b>	15/12/2019	500008600	20456196	FALLA EN LIT 2600 VASIJA V-2605	PC-26-LIT- 2600
<b>7</b>	8/01/2020	400159880	20464283	FALLA EN LIT 2607 CT 2603	PC-26-LIT- 2607
<b>8</b>	14/01/2020	400161190	20466449	FALLA EN LIT 2615 HE 2609	PC-26-LIT- 2615
<b>9</b>	6/02/2020	400166815	20481258	FALLA EN LIT 2607 CT 2603	PC-26-LIT- 2607
<b>10</b>	18/02/2020	400169512	20483931	falla en lit 2603 vasija V- 2603	PC-26-LIT- 2603
<b>11</b>	18/02/2020	400169511	20482559	FALLA LIT 2609 DE LA DEBUTANIZADORA	PC-26-LIT- 2609
<b>12</b>	5/03/2020	400173702	20490723	FALLA LIT 2609 DE LA DEBUTANIZADORA	PC-26-LIT- 2609
<b>13</b>	5/03/2020	400173703	20490725	FALLA LIT 2616 HE 2611 BUTANIZADORA	PC-26-LIT- 2616
<b>14</b>	18/03/2020	400176750	20496132	FALLA LIT 2609 DE LA DEBUTANIZADORA	PC-26-LIT- 2609
<b>15</b>	21/03/2020	400177610	20498013	FALLA LIT 2610B BUTANIZADORA	PC-26-LIT- 2610B
<b>16</b>	23/03/2020	400177707	20498308	FALLA LIT 2605 ETANIZADORA	PC-26-LIT- 2605

---

<b>17</b>	16/04/2020	400180861	20506972	FALLA EN LIT 2600 V 2605	PC-26-LIT- 2600
<b>18</b>	16/04/2020	400180860	20506969	FALLA LIT 2601 V 2605	PC-26-LIT- 2601
<b>19</b>	16/04/2020	400180827	20506971	FALLA LIT 2609 DE LA DEBUTANIZADORA	PC-26-LIT- 2609
<b>20</b>	30/04/2020	400182266	20511629	FALLA SEÑAL EN LIT 2607 CT 2303	PC-26-LIT- 2607
<b>21</b>	16/05/2020	200175407	20516305	LIT-2603 en falla	PC-26-LIT- 2603
<b>22</b>	16/05/2020	200175406	20516363	LIT-2607 en falla	PC-26-LIT- 2607
<b>23</b>	29/05/2020	200176670	20520546	LIT-2601 Esta en falla	PC-26-LIT- 2601
<b>24</b>	31/07/2020	200182479	20542856	Flla lit 2602 vasija 2603 PEC	PC-26-LIT- 2602
<b>25</b>	4/08/2020	200182867	20544578	LIT-2602	PC-26-LIT- 2602
<b>26</b>	4/08/2020	200182866	20544488	LIT-2603 Revisar	PC-26-LIT- 2603
<b>27</b>	29/09/2020	200188942	20568017	FALLA COMUNICACION LIT-2607	PC-26-LIT- 2607
<b>28</b>	29/09/2020	200188943	20568018	FALLA COMUNICACION LIT-2616	PC-26-LIT- 2616

---

<b>29</b>	16/10/2020	200191016	20582003	LIT-2610C en falla	PC-26-LIT- 2610C
<b>30</b>	23/10/2020	200191975	20577897	Cambio Y Calibración LIT- 2602	PC-26-LIT- 2602
<b>31</b>	15/11/2020	200194720	20589726	LIT-2607 Rango confiable >30 hasta 100%	PC-26-LIT- 2607
<b>32</b>	15/11/2020	200194689	20589728	LIT-2616 Discrepancia 10% con LG-2617	PC-26-LIT- 2616
<b>33</b>	15/11/2020	200194688	20589729	LIT-2611A No mide variable de proceso	PC-26-LIT- 2611A
<b>34</b>	26/01/2021	200202967	20611557	LIT-2600 y LIT-2602 realizar calibración	PC-26-LIT- 2600
<b>35</b>	26/01/2021	200202969	20611558	LIT-2610 C Revisión de configuración	PC-26-LIT- 2610C
<b>36</b>	30/01/2021	101111621	11046110	Mtto Instr Intercambiador He-2609_ASP	PC-26-LIT- 2606
<b>37</b>	26/02/2021	200206738	20623956	Revisar transmisor de nivel LIT2616	PC-26-LIT- 2616
<b>38</b>	24/04/2021	200214081	20646485	LIT-2603 Revisar calibración	PC-26-LIT- 2603
<b>39</b>	7/05/2021	200215791	20655932	falla en LIC 2609 SEÑAL ERRONEA	PC-26-LIT- 2609
<b>40</b>	11/05/2021	200216199	20652365	falla en señal erronea LIT- 2603	PC-26-LIT- 2603

---

41	17/06/2021	200221416	20666520	Instalación LIT-2603	PC-26-LIT-2603
42	8/08/2021	200227377	20686405	LIT-2609 En falla	PC-26-LIT-2609
43	7/09/2021	200230674	20699972	falla en lit 2600	PC-26-LIT-2600
44	7/09/2021	200230675	20700400	falla señal de lit 2601	PC-26-LIT-2611A
45	8/09/2021	200230813	20700400	falla señal de lit 2611A	PC-26-LIT-2611A
46	15/09/2021	200231590	20703664	LIT2607 Está en falla	PC-26-LIT-2607

---

**Nota.** Relación de órdenes de mantenimiento creadas por parte de operaciones en sistema de gestión SAP, en donde se especifican las actividades de mantenimiento correctivas solicitadas por parte de operaciones. Fuente Autor

## **Fase 2. Implementación de la Nueva Instrumentación Industrial para la Medición de Nivel.**

Una vez se ha logrado establecer los modos de falla más recurrentes de la instrumentación instalada, es posible concluir que estos radican básicamente en el tipo de construcción del equipo y la electrónica del mismo, por lo que los lazos de conexiones establecidos y las configuraciones realizadas a nivel de controladores son óptimas y no demandan ser remplazadas.

Como alternativa para dar solución a la problemática existente, se plantea realizar el cambio del hardware, manteniendo el principio de medición ya que los transmisores de radar de onda guiada son los más eficientes para medición de nivel de sustancias multifásicas, pero

reemplazando la estructura de conexionado y fabricación al igual que la tecnología (electrónica) de acondicionamiento de señal y configuración.

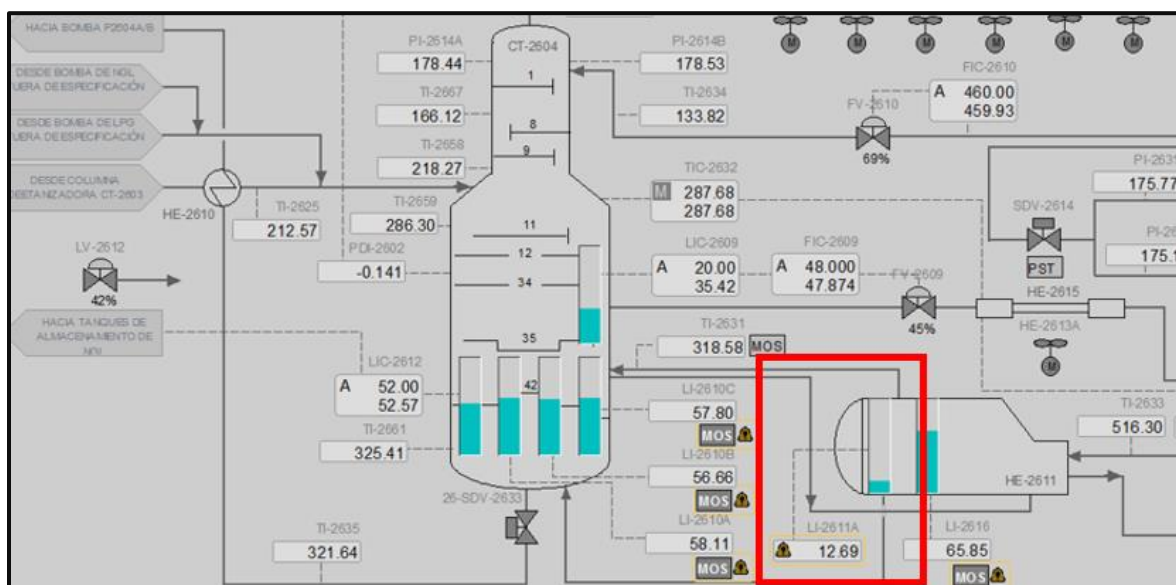
Se adelantó un proceso de consulta entre los diferentes fabricantes de instrumentación industrial, con el fin de encontrar una alternativa tecnológicamente viable para reemplazar los transmisores existentes, definiendo así que la marca con la cual se buscará homologar los equipos actuales será MAGNETROL. De igual manera como la planta ya se encuentra en proceso productivo, no es conveniente realizar una homologación total ni es prudente efectuar una inversión económica en el remplazo de la totalidad de los transmisores, sin conocer cuál será el comportamiento de los nuevos equipos por lo que se planteó realizar una prueba piloto reemplazando tan solo un equipo.

Se presentó a la autoridad Técnica de mantenimiento de instrumentación y control de la estatal petrolera Ecopetrol, la propuesta de efectuar esta prueba piloto con el fin de dar solución a los modos de fallo hasta ahora presentados, quien autorizo los recursos y la orden de mantenimiento con la que fue posible efectuar el trabajo.

El plan de prueba se efectuó sobre el transmisor de nivel LIT-2611 A El cual corresponde a la indicación de nivel en el Re hervidor (Intercambiador de calor) HE-2611 de la torre De butanizadora CT-2604, dado que este transmisor se encontraba fuera de funcionamiento por daño en el PROCESS CONECTOR. De igual manera producto de las fases de los productos allí presentes (gas y condensados de baja densidad) es uno de los equipos que con mayor frecuencia entra en falla.

**Figura 11**

*Diagrama de Proceso en Donde se Encuentra Ubicado LIT-2611-A.*



*Nota.* Print screen del despliegue de operación de planta de estabilización de condensados en donde se muestra la ubicación y distribución de algunos transmisores de nivel de esta planta, entre ellos el LIT-2611-A *Fuente.* Autor

El equipo a implementar es un transmisor eclipse MAGNETROL ECLIPSE MOD 705 (Magnetrol, 2020) tipo radar de impulsos de micro potencia, el cual combina la reflectometría en el dominio del tiempo, el muestreo de tiempo equivalente y circuitos modernos de baja potencia. Este según hoja técnica y comentarios propios del representante de la marca para Colombia, tienen un alto desempeño en aplicaciones de hidrocarburos en donde hay existencia de productos multifásicos y cuyas densidades específicas se encuentran cercanas entre sí, además se tiene la experiencia de su buen funcionamiento dado que en el campo se cuenta con estos equipos en 3 aplicaciones más asociadas a la planta de crudo.

Como se evidencia en la figura 10, la instalación del equipo se realiza en el tubo bypass ya existente en el intercambiador de calor el HE-2611 (lugar en el que se encontraba previamente el equipo anterior) allí se inserta la sonda rígida de 135 cm

### **Figura 12**

*Instalación de Transmisor de Nivel Magnetrol, LIT-2611-A*



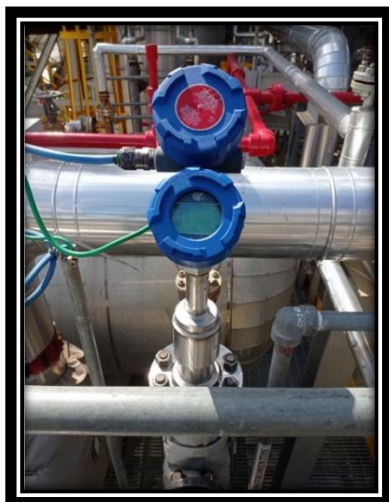
*Nota.* Imagen asociada a la instalación en tubo bypass y configuración del transmisor de nivel onda guiada Magnetrol instalado en el intercambiador de calor HE-2611 *Fuente.* Autor

Una de las ventajas presentadas por este equipo en cuanto a montaje es que la conexión entre la sonda y el transmisor, es roscada lo que garantiza un soporte firme, en la figura 11 y figura 12 se muestra el equipo ya instalado en campo.



**Figura 13**

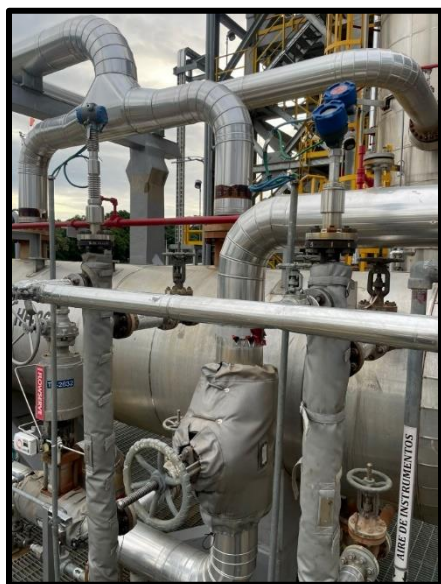
*Transmisor de Nivel LIT-2611-A, Magnetrol Modelo*



*Nota.* Transmisor marca Magnetrol Instalado en tubo bypass de del HE-2611 *Fuente.* Autor

**Figura 14**

*Vista General de Proceso, Instalación de Transmisor LIT-2611-A*



*Nota.* Vista general del lugar de instalación del transmisor de nivel de prueba, se puede evidenciar la conexión bridada y el tubo bypass en donde quedo instalado el equipo. *Fuente.*

Autor

### Fase 3. Puesta en Marcha de la Nueva Tecnología de Instrumentación Industrial para la Medición de Nivel de Líquidos.

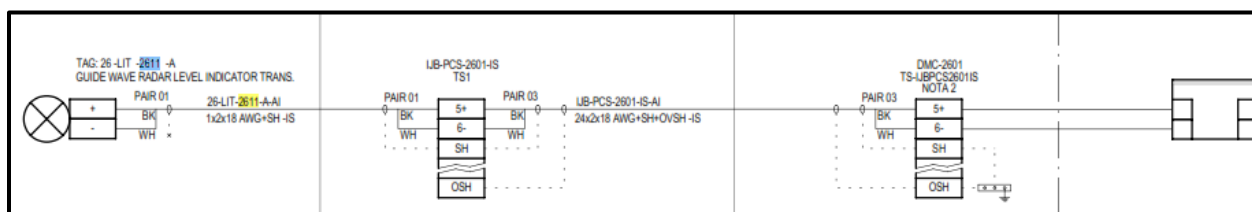
Para esta fase, posterior a la instalación en campo, se energiza el instrumento de medición de nivel LIT-2611-A teniendo como referencia el diagrama de conexonado establecido en el manual de instalación del equipo.

#### Conexión del Instrumento

Ya que el lazo de conexión entre el instrumento y el canal de entrada del sistema de control distribuido (DCS) es un lazo de control de 4 a 20 mA, la conexión se da a dos hilos como se muestra en la figura 14, a través de la cual el DCS suministra la alimentación de 24 VDC requerida por el instrumento para su operación y este a su vez retorna en dicho lazo un valor de corriente entre 4 y 20 mA equivalente a la variable de proceso medida. El cableado o lazo a utilizar es el mismo utilizado por el transmisor de nivel retirado ya que este cumple con los mismos estándares de comunicación y niveles de tensión, en la figura 13 se muestra el diagrama de lazo creado para este trabajo.

#### Figura 15

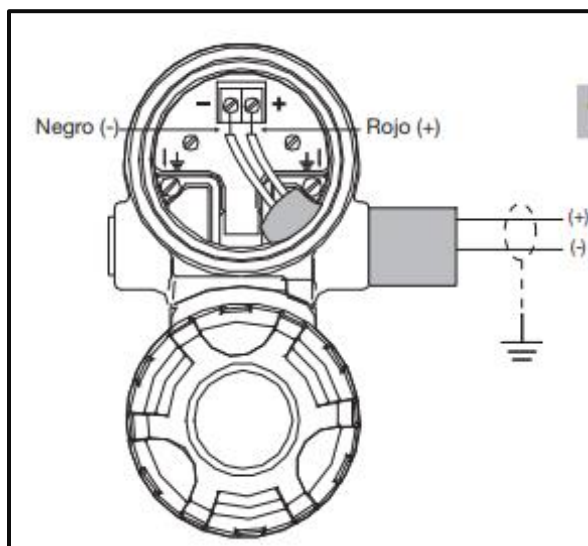
*Diagrama de Lazo Correspondiente a Transmisor de Nivel LIT-2601-A.*



**Nota.** En este diagrama de lazo se muestran todos los puntos de conexión con que cuenta el transmisor, especificando las borneras de conexonado y la ubicación o gabinetes. *Fuente.* Autor

## Figura 16

*Diagrama de Conexión a 2 hilos de Transmisor de Nivel Magnetrol.*



*Nota.* Diagrama de conexión a dos hilos del transmisor, indicado el lugar de ingreso del cableado y las convenciones a utilizar. Adaptada de manual SP57-600 Eclipse Model 705 IO, pag 6, 2019. (Magnetrol, 2020) *Fuente.* (Ametek, 2022)

### Configuración del Instrumento

Para la configuración y ajustes de parámetros de funcionamiento del equipo, se usa la herramienta de Comunicador de campo Emerson 475 mostrado en la figura 15, este equipo cuenta con la capacidad de conectarse a través de protocolo HART a la instrumentación de campo que cuente con este mismo protocolo, como es el caso del transmisor de nivel Magnetrol modelo 705 seleccionado.

**Figura 17**

*Conexión y Configuración Nuevo Transmisor de Nivel LIT-2611-A*



**Nota.** Comunicador de campo Emerson 475 el cual cuenta con comunicación HART para realizar la configuración del equipo y la inspección de parámetros *Fuente.* Autor

La propiedad de que el instrumento cuente con comunicación HART para su configuración otorga una ventaja de mantenimiento para el equipo de instrumentación del CPF-Cupiagua, ya que son varios los comunicadores de campo con los que se cuenta y que poseen este protocolo de comunicación, TABLET Y COMPUTADORES intrínsecamente seguros con software PACTware y conversor USB-HART, calibrador Emerson 475 y bemex MC6 entre otros.

Es importante tener en cuenta que para que un comunicador de campo pueda establecer comunicación con un transmisor y así lograr configurar este último, el comunicador debe contar con la DTM del equipo a configurar, si no es así, cada fabricante provee en sus páginas de soporte las DTM de sus equipos, por lo que deben ser descargadas e instaladas en el comunicador a utilizar.

En el transmisor de nivel LIT-2611-A se configuraron las características generales de este (figura 16) tales como su TAG y su descripción, a nivel de parámetros operativos se debió

establecer el tamaño de la sonda utilizada, su rango de operación, unidades de la variable medida, densidad específica del producto a medir, en la figura 17, figura 18 y figura 19 se muestra la configuración establecida desde el comunicador de campo.

### **Figura 18**

*Medición de la Longitud del Tubo de Bypass Ubicado en el Intercambiador de Calor.*



*Nota.* toma de datos asociados al transmisor de nivel para posterior configuración y calibración.

*Fuente.* Autor

**Figura 19**

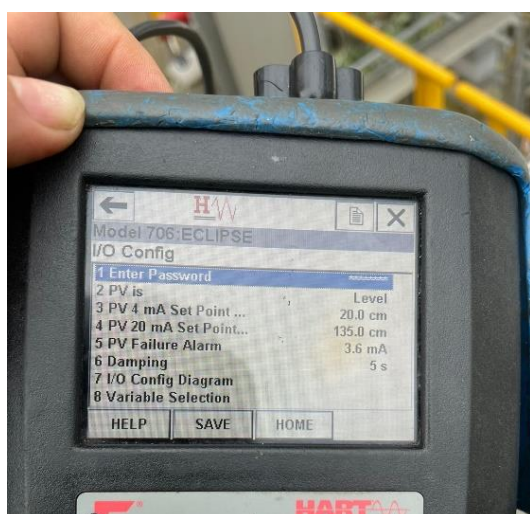
Ventana # 1 de Configuración LIT-2611-A



**Nota.** Configuración de parámetros generales, tipo de medida, offset en la señal, tamaño de sonda. *Fuente.* Autor

**Figura 20**

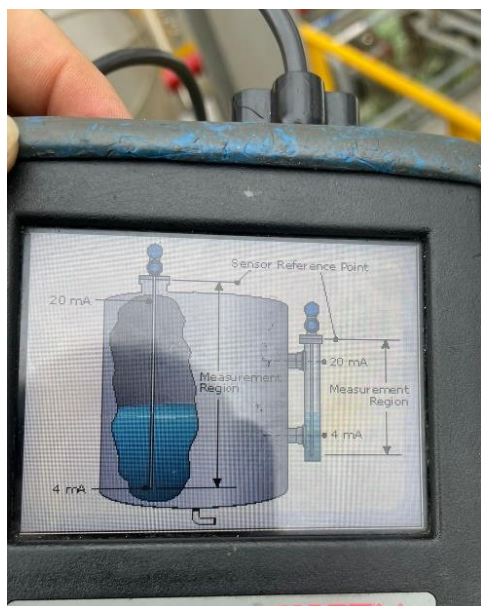
Ventana # 2 de Configuración LIT-2611-A



**Nota.** Configuración de parámetros tales como, rango de operación, damping, pa fault. *Fuente.* Autor

## Figura 21

### Ventana # 3 de Configuración LIT-2611-A



**Nota.** Vista general del modo de instalación y parámetros a tener en cuenta en la configuración.

**Fuente.** Autor

Por estándar en las operaciones de Ecopetrol, el rango de los transmisores de nivel es de 0 a 100 y sus unidades están dadas en porcentaje, por lo que el 0% del nivel corresponderá al valor más bajo captado por la sonda y el 100 % su valor más alto.

### Acondicionamiento de Señal

La electrónica propia del transmisor se encarga de traducir el Eco captado por el sensor, en una señal de 4 a 20 mA que es transmitido a través de un lazo de 2 hilos que llega a un canal análogo de entrada del Sistema de control distribuido o al Sistema instrumentado de seguridad de planta de estabilización de condensados. Allí el módulo ADC (conversor análogo digital) de la tarjeta de entradas análogas (resolución de 12 bits para el caso del sistema de control y 18 bits para el sistema de seguridad) convierte el valor de corriente en un valor numérico que posteriormente es interpretado por los módulos de configuración de los sistemas de control.

#### **Fase 4. Verificación de la Correcta Operación de la Nueva Instrumentación Instalada**

Luego de habilitar el instrumento de medición de nivel en el tubo bypass se procede a verificar fugas de gas o líquidos en la brida del sensor, se mide con sensor de gases a 10 cm y da indicación de 0%LEL para emisiones de gases, igualmente no se observa humedecimientos ni fugas de líquidos en las tomas de las facilidades de venteo y drenaje para mantenimiento instaladas. Con esto se garantiza que el medidor cumple para trabajar a las presiones de diseño y temperaturas de la hoja de datos de la reingeniería.

La medida indicada por el transmisor de nivel en su display local, al igual que el dato exportado y publicado en los despliegues HMI del operador de cuarto de control es comparado con el indicador análogo existente en campo (LG-2611) y se logra establecer que la medida efectuada por el transmisor obedece al valor de nivel real del tanque, situación que le da confiabilidad a la configuración establecida por el equipo.

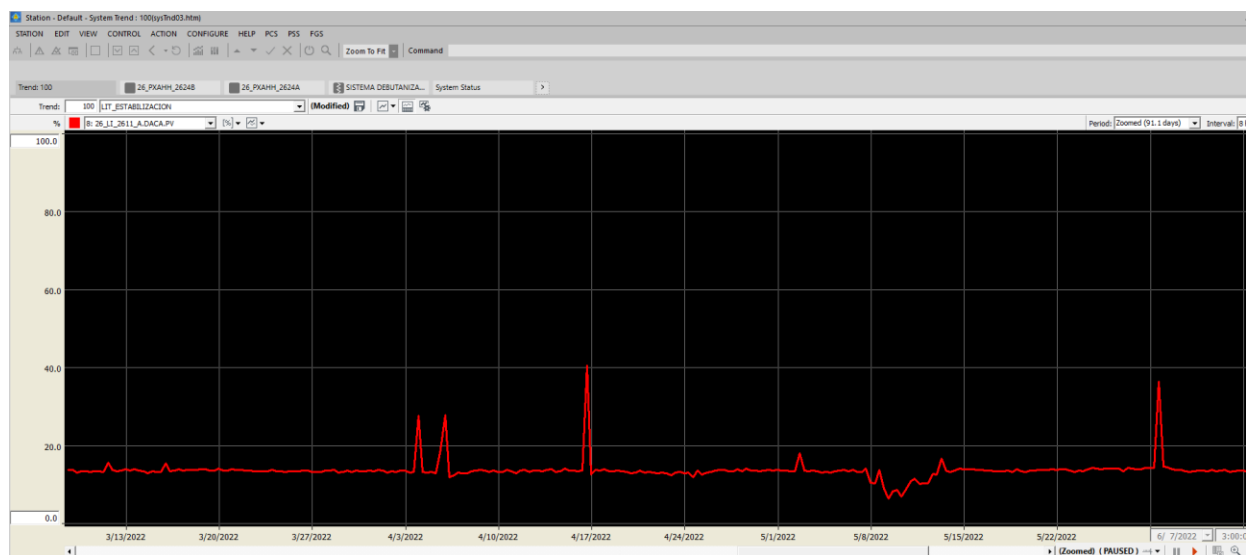
Una vez se instaló el equipo, se realizan rondas de inspección en donde se valida que el valor de nivel registrado por el transmisor corresponda al valor de nivel real en el intercambiador de calor HE-2611

En la tendencia mostrada en la figura 20, se evidencia el adecuado funcionamiento del nuevo transmisor instalado, este equipo a diferencia de su antecesor, no presenta saturaciones en su medida, ni intermitencia en su funcionamiento, brindado la disponibilidad y confiabilidad requerida por el sistema.



## Figura 22

### *Tendencia del Transmisor de Nivel LIT-2611-A Magnetrol.*



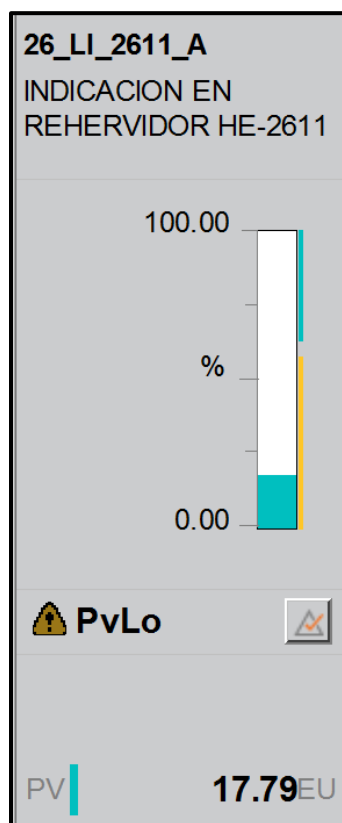
**Nota.** Tendencia del transmisor de nivel LIT-2511-A, luego de ser remplazado, en donde se evidencia su adecuado funcionamiento y respuesta a los cambios de nivel registrados en el HE, esta es consecuente con el valor de nivel mostrado por el indicador análogo local. *Fuente.* Autor

Desde que fue instalado el transmisor de nivel Magnetrol en el LIT-2611-A, este equipo no ha demandado ningún tipo de mantenimiento correctivo, en el sistema de gestión de Mantenimiento SAP no se cuenta con ninguna orden de mantenimiento y/o inspección distinta a las creadas por el software de manera automática como estrategia de mantenimiento preventivo.

El transmisor ha sido puesto en seguimiento por parte del operador de cuarto de control de manera permanente, y este sostiene que el equipo en ningún momento se ha ido a falla, manteniendo de manera permanente la indicación de nivel en el intercambiador de calor HE-2611

**Figura 23**

*Pop Up Indicación de Nivel LIT-2611-A en DCS Honeywell Experion EPKS*



*Nota.* Despliegue grafico configurado para mostrar al operador los parámetros configurados en el instrumento. *Fuente.* Autor

La frecuencia de mantenimiento del LIT-2711-A no cambia por el hecho de cambiar de referencia y fabricante, continúa siendo la misma establecida hasta ahora y la cual corresponde a una estrategia de mantenimiento a ejecutar cada 6 meses, efectuando tareas de mantenimiento preventivo tales como la verificación de calibración, prueba de recorrido y repetibilidad, verificación de humedad, estado físico y funcional de accesorios del lazo de control.

En los últimos 6 eventos de desestabilización de planta en donde los niveles presentes en el intercambiador de calor HE-2611 fluctuaron de manera abrupta, el LIT-

2611-A de marca Magnetrol se salió en una sola oportunidad de rango, retomando la medición una vez se restablecieron los niveles en el HE, para el caso del LIT-2616 el cual es de marca Honeywell y que se encuentra en este mismo intercambiador, en 5 de esas 6 ocasiones el equipo se salió de rango, bloqueándose y requiriendo la intervención de personal de mantenimiento en su desbloqueo.

Como documentación asociada a la reingeniería se realizan los P&ID o diagrama de instrumentación y tubería asociado a las torres de destilación ANEXO 3, incluyendo en estos exclusivamente los transmisores de nivel objeto del presente trabajo, la importancia o relevancia de este documento radica en la información de proceso que brinda, indicando cual es la ubicación física del instrumento, cual es la aplicación de cada uno de los equipos y las diferentes funciones a nivel de control y seguridad que otorgan, de igual manera de generaron los diagramas de lazo ANEXO 4, correspondientes a todos los transmisores de nivel que se sugieren sean reemplazados. En este documento se plasma los puntos de conexión de cada uno de los lazos, los gabinetes en los cuales se encuentran ubicados, las borneras, barreras fuentes y demás elementos que intervienen en el funcionamiento del lazo.

### **Conclusiones.**

Se evidencia que a pesar de que el transmisor retirado y el instalado realizan su medición de nivel bajo el mismo principio físico, y aunque sus hojas técnicas demuestran que ambos cuentan con la capacidad de operar en las condiciones de proceso propias de la planta de estabilización de condensados donde son requeridos. Su desempeño a nivel de disponibilidad, confiabilidad y durabilidad no es el mismo, para un periodo de 3 meses a partir de la instalación del equipo, en donde estos se encuentran en su etapa de fallos iniciales según la curva de la bañera, los LIT marca Honeywell requirieron en promedio 6 intervenciones correctivas por parte del equipo de mantenimiento, mientras que el transmisor Magnetrol no ha demandado intervenciones de este tipo.

Se concluye, que la selección de la instrumentación a implementar en un proyecto depende no solo de la aplicación en la cual será usada, sino del entorno (condiciones atmosféricas) en donde se instalará, no siempre lo que funciona para un proyecto debe ser estrictamente funcional para otro.

Cuando se selecciona la instrumentación a implementar en un nuevo proyecto, es de vital importancia tener en cuenta, la planta instalada ya existente y la formación adquirida por el personal de mantenimiento, ya que esto garantiza aumentar la disponibilidad de recursos, disminución de costos y optimización del mantenimiento, lo que se traduce en disponibilidad y confiabilidad del proceso, consideraciones que no fueron tenidas en cuenta al momento de plantear el proyecto inicial y que desencadenaron una serie de complicaciones técnicas y económicas en la planta.

Se concluye la pertinencia de remplazar la totalidad de transmisores de nivel onda guiada marca Honeywell SLG 700 instalados en planta de estabilización de condensados, por

transmisores Magnetrol. La inversión requerida se ve justificada en la confiabilidad y disponibilidad que exige el proceso en la medición de nivel del producto manejado. Pues en la actualidad se está incumpliendo con los niveles de seguridad previstos en la IEC 61511, en cuanto a sistemas instrumentados de seguridad. Con la implementación de la nueva marca de medición de nivel se disminuye el PFDavg de la medición de nivel, con esto el promedio de factor de demanda disminuye estando dentro de parámetros de diseño IEC61511 contemplados en la etapa de diseño en HAZOP y LOPA en la ingeniería de detalle. (Calle, 2012)

Se logra establecer una alternativa efectiva para superar las fallas presentadas en la medición de nivel del área de estabilización de condensados del CPF-Cupiagua, retornando a la operación la disponibilidad y confiabilidad requerida para el manejo de productos derivados del petróleo.

Se encontró, que en un evento de estabilización de planta (luego de un nivel de parada 1 en la PECC), el cual en promedio tarda 6 horas hasta entregar el primer barril de producto (GLP) dentro de especificaciones al área de almacenamiento. El LIT-2611-A (MAGNETROL-ECLIPSE), indico sobre rango por un periodo de 35 minutos (sin presentar bloqueos), mientras que el LIT-2616 (Honeywell) instalado en el mismo intercambiador, estuvo fuera de rango e indicando PVBAD durante 4.5 horas requiriendo intervención por parte del equipo de mantenimiento para su restablecimiento, obteniendo así una disponibilidad del 90.27% en el transmisor de nivel marca Magnetrol, y del 25 % en el transmisor Honeywell durante este tipo de eventos.

Se consultó, que los transmisores Honeywell SLG720 cuestan en promedio US\$7.200 y su terminal block (Modulo de mayor recurrencia de fallas) US\$ 703,8 lo que implica una inversión del 9.764% del costo total del equipo, en campo existen LITs que han requerido

reemplazar dicho elemento hasta en dos oportunidades por lo que en costos de mantenimiento (teniendo en cuenta solo valor neto del repuesto) se ha invertido el 19.52% del costo total del equipo, inversión bastante alta para equipos que no cumplen con 3 años de vida útil.

## Bibliografía

- Ametek, M. (2022). <https://www.magnetrol.com/>. Obtenido de Technologies Liquid Interface Level Measurement: <https://www.magnetrol.com/en/blog/technologies-liquid-interface-level-measurement>
- Calle, I. F. (2012). *Sistemas Instrumentados de Seguridad y Análisis SIL*. España: Díaz de Santos.
- Emerson. (2021). *THE ENGINEER'S GUIDE TO LEVEL MEASUREMENT*.
- Honeywell. (2017). *Pmt-hps-34-sl-03-03*. Houston.
- Lewis, J. D. (2007). Ensuring Successful Use of Guided Wave Radar Level Measurement Technology. *TechnicalExclusive*, 6.
- Magnetrol. (2020). *SP57-600 Eclipse Model 705 IO*. ILLINOIS.
- Magnetrol/Ametek. (2022). *MAGNETROL*. Obtenido de Radar de Onda Guiada: <https://www.magnetrol.com/es/radar-de-onda-guiada>
- PQ. (2 de JULIO de 2021). *Presión Diferencial Frente a Radar Onda Guiada*. Obtenido de REVISTA P1: <https://www.revistapq.com/texto-diario/mostrar/3034282/presion-diferencial-frente-radar-onda-guiada>
- Sahare , A., Khan, A., Rathod, D., & Raichur, R. (2007). Guided Wave Radar for Precise level Measurement using Time Domain Reflectometry (TDR) Principle. *IJIRCCE*, 9.
- Sanchez, A. M. (2017). *Setting The Standard For Automation*. ISA.
- Solé, A. C. (2011). *Instrumentacion Industrial* (Octava ed.). MEXICO D.F: ALFAOMEGA.
- Standard, A. N. (2009). *Instrumentation Symbols And Identification* (Vol. S5.1). ANSI/ISA.
- Tipiel. (2018). *Filosofía de Operación y Descripción de Proceso* (D3 ed.).

## Apéndice

### Apéndice A

*Manual del transmisor de nivel Honeywell SLG 700, pmt-hps-34-sl-03-03.pdf*

<https://unadvirtualedu->

[my.sharepoint.com/:f:/g/personal/wquinterog\\_unadvirtual\\_edu\\_co/EornzTrOnKNNNoEn22apjT-](https://unadvirtualedu-my.sharepoint.com/:f:/g/personal/wquinterog_unadvirtual_edu_co/EornzTrOnKNNNoEn22apjT-)

[UBExykBG8-yiS1Df3NNAHbxA?e=pCceQc](https://unadvirtualedu-my.sharepoint.com/:f:/g/personal/wquinterog_unadvirtual_edu_co/EornzTrOnKNNNoEn22apjT-UBExykBG8-yiS1Df3NNAHbxA?e=pCceQc)



**Apéndice B**

*Manual del transmisor de nivel Magnetrol, SP57-600 Eclipse Model 705 IO .pdf*

[https://unadvirtualedu-my.sharepoint.com/:f:/g/personal/wquinterog\\_unadvirtual\\_edu\\_co/Ein6ThzFs3tAsCHVe-BTFkoB5J6SAQoLRUAgkpaVLdg3EA?e=kImZaZ](https://unadvirtualedu-my.sharepoint.com/:f:/g/personal/wquinterog_unadvirtual_edu_co/Ein6ThzFs3tAsCHVe-BTFkoB5J6SAQoLRUAgkpaVLdg3EA?e=kImZaZ)

## Apéndice C

*P&ID .pdf*

<https://unadvirtualedu->

[my.sharepoint.com/:f:/g/personal/wquinterog\\_unadvirtual\\_edu\\_co/ErGCmvc0-](https://unadvirtualedu-my.sharepoint.com/:f:/g/personal/wquinterog_unadvirtual_edu_co/ErGCmvc0-)

[QdFgkrSZv9ap7IB5\\_2DTtRCD-4KJbpwiiMboA?e=5XzK40](https://unadvirtualedu-my.sharepoint.com/:f:/g/personal/wquinterog_unadvirtual_edu_co/ErGCmvc0-QdFgkrSZv9ap7IB5_2DTtRCD-4KJbpwiiMboA?e=5XzK40)

**Apéndice D**

*Loop digram .pdf*

[https://unadvirtualedu-my.sharepoint.com/:f:/g/personal/wquinterog\\_unadvirtual\\_edu\\_co/EnuXIouzZMZLkXLI3pIUK-EwB3lgGpCBicLe3pUgSfbF8Vw?e=wsbkqP](https://unadvirtualedu-my.sharepoint.com/:f:/g/personal/wquinterog_unadvirtual_edu_co/EnuXIouzZMZLkXLI3pIUK-EwB3lgGpCBicLe3pUgSfbF8Vw?e=wsbkqP)

**Apéndice E**

*Repuestos Nueva PECC – CUPIAGUA (Cotización referencia –Honeywell)*

<https://unadvirtualedu->

[my.sharepoint.com/:b:/g/personal/wquinterog\\_unadvirtual\\_edu\\_co/Eb7kvbZVEH1PmJpgx5OL](https://unadvirtualedu-my.sharepoint.com/:b:/g/personal/wquinterog_unadvirtual_edu_co/Eb7kvbZVEH1PmJpgx5OL)

[WhQBJBTYmUKPswwPxJVMwnupKw?e=OT2tcP](https://unadvirtualedu-my.sharepoint.com/:b:/g/personal/wquinterog_unadvirtual_edu_co/Eb7kvbZVEH1PmJpgx5OLWhQBJBTYmUKPswwPxJVMwnupKw?e=OT2tcP)