Automatización y control del proceso de separación trifásica de crudo en campo EPF.

Jorge Andrés Jaimes Calvete

Trabajo de grado para optar el título de Especialista en Automatización Industrial

Director

Omar Leonardo Peña Galvis

MSc. Ingeniería Electrónica

Universidad Santo Tomás, Bucaramanga

División de Ingenierías y Arquitectura

Especialización en Automatización Industrial

2026

Dedicatoria

A Dios gracias por sus bendiciones día a día. A mi amada y consentida esposa, que con su apoyo incondicional me motiva siempre a ser mejor en cada ámbito. Por nuestro hogar y nuestros sueños. A mi madre, mi hermano y mis abuelos por ser los cimientos de mi vida.

Agradecimientos

A la universidad Santo Tomás y su plantel docente, por formar profesionales íntegros para la sociedad actual. A la empresa Proctek SAS, por permitirme crecer como persona y profesional en los diversos proyectos de los que he sido partícipe.

Contenido

Introducción 18

1. Automatización y control del proceso de separación trifásica de crudo en campo EPF 20

1.1 Planteamiento del problema 20

1.2 Justificación 20

1.3 Alcance 21

1.4 Objetivos 22

1.4.1 Objetivo general 22

1.4.2 Objetivos específicos 22

2. Marco referencial 23

2.1 Marco teórico 23

2.1.1 Contextualización del proceso de separación de petróleo crudo 23

2.1.2 PLC 29

2.1.3 HMI 33

2.1.4 Redes industriales en automatización y control 34

2.2 Marco normativo 36

3. Metodología 37

4. Verificación inicial del sistema de separación 40

4.1 Identificación del sistema de separación trifásica reubicado en campo 40

4.1.1 Inspección inicial 40

4.1.2 Identificación de los equipos de control 41

4.2. Verificación e inspección de equipos de control 45

4.2.1 Comprobación de comunicación y pruebas locales 45

4.2.2 Diagnóstico de equipos de control existentes 46
4.2.3 Propuesta de migración del panel HMI 46
4.3 Evaluación técnica de la instrumentación 47
4.3.1 Transmisores de nivel (LIT) 47
4.3.2 Transmisores de presión (PIT) 48
4.3.3 Análisis cualitativo de incertidumbre y desempeño metrológico 49
4.4 Evaluación de idoneidad de la instrumentación 49
5. Desarrollo 50
5.1 Análisis de filosofía de control 50
5.2 Revisión de listado de señales requeridas 51
5.3 Programación del PLC 52
5.4 Programación de HMI 63
5.5 Sintonización de los lazos de control PID 70
5.5.1 Objetivo de la sintonización 70
5.5.2 Preparación previa a la sintonización 71
5.5.3 Conexión y configuración de LOOP-PRO TUNER 72
5.5.4 Implementación y validación de los parámetros 74
5.5 Desarrollo de pruebas FAT 76
5.6 Comisionamiento y pruebas funcionales 77
6. Resultados 80
7. Conclusiones 84
8. Aprendizajes y recomendaciones 85
8.1 Aprendizajes obtenidos para futuros trabajos de automatización 85

8.2 Recomendaciones técnicas para futuros proyectos en separadores trifásicos 86

Referencias 88

Lista de tablas

Tabla 1. *Equipos de control existentes* 41

Tabla 2. *Tabulación de señales requeridas para el proyecto* 51

Tabla 3. *Lazos PID del sistema* 70

Tabla 4. *Parámetros PID implementados* 74

Tabla 5. *Configuraciones de red asignada a los equipos de control* 77

Tabla 6. *Comparativo de producción tras la automatización del proceso* 82

Lista de figuras

Figura 1. *Esquemático general de un separador trifásico*..... 25

Figura 2. *Condición y estado inicial del separador trifásico 25-SEP-25102 reubicado en campo.*

..... 41

Figura 3. *PLC Micrologix 1200*..... 42

Figura 4. *Módulo de expansión I/O analógico* 43

Figura 5. *PanelView Component C600*..... 44

Figura 6. *Estado inicial del terminal gráfico*..... 44

Figura 7. *Estado inicial del controlador*..... 45

Figura 8. *Terminal HMI seleccionado para la migración*..... 47

Figura 9. *Matriz causa - efecto de operación del sistema* 50

Figura 10. *Interfaz inicial del software RSLogix 500* 53

Figura 11. *Creación de un nuevo proyecto en RSLogix 500* 53

Figura 12. *Catálogo para selección del controlador*..... 54

Figura 13. *Entorno de programación del RSLogix 500*..... 55

Figura 14. *Catálogo para adición de módulos I/O en el proyecto* 55

Figura 15. *Inclusión de módulos de expansión físicos del PLC* 56

Figura 16. *Archivos de datos del proyecto* 57

Figura 17. *Hoja de datos para creación de etiquetas booleanas* 57

Figura 18. *Adición de rutina Ladder al proyecto* 58

Figura 19. *Asignación de nombre y consecutivo en rutina Ladder* 58

Figura 20. *Menú para adición de instrucciones lógicas*..... 59

Figura 21. *Direccionamiento y asignación de etiquetas*..... 59

Figura 22. *Despliegue de rutinas para mapeo de I/O digitales* 60

Figura 23. *Despliegue de rutinas para mapeo de I/O analógicas* 60

Figura 24. *Rutinas Ladder desarrolladas para el proyecto* 61

Figura 25. *Inserción y parametrización de instrucción PID en la lógica* 62

Figura 26. *Despliegue de rutina de alarmas de proceso* 62

Figura 27. *Interfaz inicial del software CCW* 63

Figura 28. *Despliegue de catálogo en el asistente de selección* 64

Figura 29. *Asignación de orientación del panel para el desarrollo* 64

Figura 30. *Menú de ajustes y propiedades del Panel View* 65

Figura 31. *Creación y direccionamiento de etiquetas en el proyecto HMI* 65

Figura 32. *Servidor de alarmas para creación de eventos de alerta en el aplicativo* 66

Figura 33. *Sección para creación y despliegue de pantallas desarrolladas en el proyecto* 66

Figura 34. *Plano P&ID del separador trifásico 25-SEP-25102* 67

Figura 35. *Entorno de desarrollo del software CCW* 68

Figura 36. *Desarrollo de gráfico del proceso acorde a plano P&ID* 68

Figura 37. *Creación de display tipo numérico* 69

Figura 38. *Despliegue de pantalla principal del aplicativo* 69

Figura 39. *Parámetros PID lazo LIC-25103* 74

Figura 40. *Parámetros PID lazo PIC-25103* 74

Figura 41. *Parámetros PID lazo LIC-25102* 75

Figura 42. *Entorno de simulación con RSLogix Emulate 500 para pruebas FAT* 77

Figura 43. *Ajustes de red de comunicación en equipos PLC y HMI* 78

Figura 44. *Carga de programas a PLC y HMI* 78

Figura 45. *Verificación de lectura de instrumentos de campo* 79

Figura 46. *Pruebas en modo automático y manual de válvulas de control y shutdown*..... 80

Figura 47. *Nuevos tanques de almacenamiento integrados en campo* 83

Figura 48. *Distribución de actuadores e instrumentación en campo* 83

Figura 49. *Estado operativo y funcional del controlador y módulos I/O* 83

Figura 50. *Control y monitoreo local en gabinete de control* 83

Figura 51. *Acceso para control y monitoreo remoto desde cuarto de operaciones* 84

Lista de apéndices

Apéndice A. *Manual de operaciones y despliegues visuales del sistema 25-SEP-25102 …* **¡Error! Marcador no definido.**

Apéndice B. *Diagrama de tubería e instrumentación (P&ID) separador de producción (25-SEP-25102)*

Apéndice C. *Matriz Causa/Efecto separador de producción (25-SEP-25102)*

Nota: Véase archivos en documento externo.

Apéndice D. *Lazos de control 25-SEP-25102.*

EQUIPO	TAG INSTRUMENTO	DESCRIPCIÓN	SET POINT	ELEMENTO FINAL DE CONTROL
25-SEP-102 (EC)	PIC-25102	Control de presión en separador	40 PSIG	PCV-25102
25-SEP-102 (EC)	LIC-25103	Control de nivel crudo en separador	3.3 FT	LCV-25103
25-SEP-102 (EC)	LIC-25102	Control de nivel interfaz en separador	2.62 FT	LCV-25102

Apéndice E. *Lista de interbloqueos 25-SEP-25102.*

INTERLOCKS	EQUIPO	TAG INSTRUMENTO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	SET POINT	ELEMENTO FINAL DE CONTROL
I-120	25-SEP-102 (EC)	LSHH-25102	Alto alto nivel crudo en el separador	Cierra válvula	6.0 FT	SDV-25102
I-121	25-SEP-102 (EC)	PSHH-25102	Alta alta presión en el separador	Cierra válvula	55 PSIG	SDV-25102
I-122	25-SEP-102 (EC)	LSLL-25102	Bajo bajo nivel crudo en el separador	Cierra válvula	1.78 FT	LCV-25103 / SDV-25102
I-123	25-SEP-102 (EC)	LI-25102	Bajo bajo nivel de agua/interfaz en el separador	Cierra válvula	0.0 FT	LCV-25102 / SDV-25102

Apéndice F. *Ventanas operativas 25-SEP-25102.*

EQUIPO	TAG INSTRUMENTO	DESCRIPCIÓN	SEÑAL	SET POINT
25-SEP-102 (EC)	PI-25102	Presión en el separador	PAH-25102	50 PSIG
25-SEP-102 (EC)	PI-25102	Presión en el separador	PAL-25102	30 PSIG
25-SEP-102 (EC)	LI-25103	Nivel de crudo en el separador	LAH-25103	5.0 FT
25-SEP-102 (EC)	LI-25103	Nivel de crudo en el separador	LAL-25103	2.6 FT
25-SEP-102 (EC)	LI-25102	Nivel de interfaz en el separador	LAH-25102	4.23 FT
25-SEP-102 (EC)	LI-25102	Nivel de interfaz en el separador	LAL-25102	1.68 FT

Resumen

El presente documento describe el desarrollo de un sistema de control automático para la mejora del proceso de separación primaria de crudo, agua y gas mediante la implementación de equipos de control PLC y HMI. El objetivo principal de la implementación de este sistema es la automatización del proceso, garantizando la seguridad de la operación y la mejora en el proceso de separación de petróleo crudo; mediante el monitoreo, control remoto y en tiempo real de las variables del proceso desde la plataforma del sistema Rockwell Automation. En esta plataforma, se desarrollará una interfaz gráfica HMI, que incluirá la configuración de alarmas, el registro histórico y la visualización de tendencias para análisis y toma de decisiones.

Palabras clave: automatización, HMI, PLC, válvulas de control

Abstract

The following document describes the development of an automated control system to improve the primary separation process of crude oil, water, and gas through the implementation of PLC and HMI control equipment. The main objective of implementing this system is to automate the process, ensuring operational safety and improving the crude oil separation process by monitoring, remotely controlling, and real-time control of process variables from the Rockwell Automation system platform. On this platform, an HMI graphical interface will be developed, which will include alarm configuration, historical data logging, and trend visualization for analysis and decision-making.

Keywords: Automation, HMI, PLC, Control Valves

Glosario

Actuador: dispositivo encargado de ejecutar una acción física a partir de una señal de control proveniente del sistema automático.

Alarma: condición visual o sonora generada por el sistema para alertar sobre una anomalía o evento fuera de rango.

Automatización industrial: aplicación de tecnologías de control y supervisión para operar procesos industriales con mínima intervención humana.

Baliza: dispositivo luminoso y/o sonoro utilizado para señalización de estados de operación o alarmas industriales.

BOPD (*Barrels Oil Per Day*): unidad utilizada para expresar la cantidad de barriles de petróleo producidos por día.

BWPD (*Barrels Water Per Day*): unidad utilizada para expresar la cantidad de barriles de agua producidos por día.

Canal I/O: punto físico o lógico de entrada o salida de señales en un controlador PLC.

Comisionamiento: proceso de verificación y validación del correcto funcionamiento de un sistema previo a su puesta en marcha.

Control automático: sistema capaz de regular variables de proceso sin intervención manual continua.

Control PID: sistema capaz de regular variables de proceso sin intervención manual continua.

Crudo: mezcla natural de hidrocarburos líquidos extraídos de yacimientos petroleros.

DCS (Distributed Control System): sistema de control distribuido utilizado para supervisión y control de procesos industriales complejos.

Diagnóstico: proceso de identificación y análisis de fallas o condiciones anormales en un sistema industrial.

EPF (Early Production Facility): instalación de producción temprana utilizada en campos petroleros para realizar procesos iniciales de separación, tratamiento y manejo de hidrocarburos.

Escalamiento analógico: conversión de señales analógicas en valores de ingeniería interpretables por el sistema de control.

EtherNet/IP: protocolo industrial de comunicación utilizado para intercambio de datos entre dispositivos de automatización.

FAT (Factory Acceptance Test): prueba realizada antes de la instalación en campo para verificar el funcionamiento del sistema desarrollado.

Filosofía de operación: documento que describe la secuencia lógica y funcional del proceso industrial.

FIT: Transmisor Indicador de Flujo.

Fluido trifásico: mezcla compuesta por petróleo, agua y gas.

HMI (Human Machine Interface): interfaz gráfica que permite monitorear y controlar un proceso industrial.

Instrumentación industrial: conjunto de dispositivos destinados a medir, monitorear y controlar variables de proceso.

Interlock: lógica de protección que impide operaciones inseguras o condiciones peligrosas.

Ladder: lenguaje gráfico de programación utilizado en PLC basado en diagramas de escalera.

Lazo de control: sistema compuesto por sensor, controlador y elemento final de control para regular una variable de proceso.

Matriz causa-efecto: documento que relaciona condiciones del proceso con acciones automáticas del sistema de control.

Manifold: sistema de tuberías y válvulas utilizado para interconectar múltiples líneas de proceso, permitiendo controlar, distribuir y direccionar el flujo de fluidos.

MMSCFD (Million Standard Cubic Feet per Day): unidad utilizada para expresar millones de pies cúbicos estándar de gas por día.

PanelView: familia de interfaces HMI desarrolladas por Rockwell Automation.

PID: controlador proporcional, integral y derivativo utilizado en procesos industriales.

PIT: Transmisor Indicador de Presión.

P&ID (Piping and Instrumentation Diagram): diagrama técnico que representa gráficamente la instrumentación, tuberías, equipos de proceso, válvulas y estrategias de control de un sistema industrial.

PLC (Programmable Logic Controller): controlador lógico programable utilizado para automatización industrial.

Proceso de separación trifásica: etapa industrial donde se separan gas, petróleo y agua provenientes del pozo.

Puesta en marcha: inicio operativo de un sistema luego de pruebas y validaciones.

SAT (Site Acceptance Test): prueba realizada en sitio para validar el funcionamiento del sistema instalado.

SCADA: sistema de supervisión, control y adquisición de datos utilizado en procesos industriales.

Separador trifásico: recipiente a presión diseñado para separar petróleo, agua y gas mediante gravedad y diferencia de densidades.

Setpoint: valor de referencia deseado para una variable de proceso.

Shutdown: parada automática de seguridad ejecutada ante una condición crítica.

Señal analógica: variable continua representada normalmente mediante corriente 4–20 mA o voltaje.

Señal digital: variable discreta representada mediante estados ON/OFF.

Tag: nombre lógico asignado a una variable dentro de un sistema de automatización.

Tendencia: representación gráfica histórica del comportamiento de variables de proceso.

Transmisor: instrumento encargado de medir una variable física y enviar una señal proporcional al sistema de control.

TIT: Transmisor Indicador de Temperatura.

Variable de proceso: magnitud física que se desea medir o controlar dentro de un sistema industrial.

Válvula de control: elemento final encargado de regular el flujo de un fluido en función de una señal de control.

Introducción

La separación de crudo es un proceso que requiere de control y monitoreo constante, lo cual hace necesario contar con personal suficiente para atender las emergencias o eventos que lleguen a ocurrir en cualquier momento, debido a condiciones como el acceso al sitio, la cantidad de pozos productores o el personal disponible en el momento. Dependiendo del nivel de automatización del proceso, el tiempo de respuesta para un suceso a veces es amplio lo cual genera pérdidas monetarias representativas; esto hace que se requiera utilizar un sistema que permita realizar un control remoto de los instrumentos críticos que intervienen directamente en el proceso de separación del crudo, mejorando a su vez la integridad del operador.

Existen sistemas que permiten el ajuste, control y visualización de estados del proceso conocidos como HMI (Human-Machine Interface); este sistema permite monitorear y controlar procesos industriales conectados a equipos de control como PLC (Programmable Logic Controller) o DCS (Distributed Control System) e interactuar directamente con componentes como válvulas de control, transmisores y sensores desde pantallas programables o paneles de operación.

Así, a partir de lo anterior se desarrollará la lógica de control y un sistema HMI que permita el monitoreo y control de las etapas de operación del separador trifásico 25-SEP-25102 para el campo EPF, y se realizará el control del proceso a través de la implementación de un PLC de la Suite de Rockwell Automation con el fin de implementar estrategias de control PID, control ON/OFF y control remoto desde una interfaz gráfica que permita la visualización y control de las variables.

El presente documento se encuentra estructurado en diferentes secciones que permiten describir de manera ordenada el desarrollo del proyecto de automatización del sistema de separación trifásica de crudo en el campo EPF. Inicialmente, se presenta la introducción,

justificación, alcance y objetivos del proyecto, donde se contextualiza la problemática identificada y la necesidad de implementar estrategias de automatización industrial para mejorar el proceso de separación primaria de crudo.

Posteriormente, se desarrolla el marco teórico, el cual reúne los conceptos fundamentales relacionados con el proceso de separación trifásica, instrumentación industrial, control automático, sistemas PLC, interfaces HMI y tecnologías Rockwell Automation empleadas durante la ejecución del proyecto. Seguidamente, se expone la metodología implementada, describiendo las etapas de análisis, diseño, programación, pruebas y puesta en marcha del sistema de control.

En las siguientes secciones se presenta el desarrollo técnico del proyecto, incluyendo la identificación y diagnóstico de los equipos existentes, la programación de la lógica de control en PLC, el diseño e implementación del aplicativo HMI, la integración de señales de instrumentación y las pruebas FAT, SAT y de comisionamiento realizadas en campo.

Finalmente, se incluyen los resultados obtenidos tras la automatización del proceso, donde se analizan las mejoras operacionales de seguridad, control y productividad alcanzadas, así como las conclusiones obtenidas a partir del comisionamiento y puesta en marcha del sistema.

1. Automatización y control del proceso de separación trifásica de crudo en campo EPF

1.1 Planteamiento del problema

El campo de producción en el cual se realizó el proyecto es una facilidad escala media instalada de extracción de petróleo crudo, donde los fluidos provenientes de los manifolds de producción se dirigen hacia los separadores trifásicos de capacidad reducida 25-SEP-100 y, en caso de prueba, hacia el separador de prueba 25-SEP-101; operados manualmente (lo cual implicaba realizar maniobras directas sobre el sistema para su operación). Teniendo en cuenta que los separadores existentes en campo debían ser operados de manera manual, el operario de turno debía estar observando y manipulando de forma local las diferentes variables asociadas al separador y demás procesos como bombeo y desvío a tanques de almacenamiento. Por tanto, si se presentaba una eventualidad o condición de operación anormal del separador, la persona a cargo no observaría de forma oportuna esta situación, por lo que para el nuevo sistema 25-SEP-102 reubicado para reemplazar los dos antiguos separadores, fue importante realizar la programación de un sistema de control e implementación de una interfaz donde se pudiera monitorear, controlar y visualizar alarmas del proceso.

1.2 Justificación

La automatización del sistema de separación trifásica del campo EPF se justifica por la necesidad de mejorar la seguridad operacional, optimizar el desempeño del proceso y reducir la intervención manual del personal en campo. La implementación de controles automáticos, instrumentación adecuada y una interfaz HMI permite un control más preciso y confiable del

proceso, disminuye la probabilidad de fallas operativas, mejora la eficiencia del sistema y contribuye al cumplimiento de estándares de seguridad industrial. Asimismo, la integración de tecnología Rockwell Automation proporciona una plataforma robusta y escalable para el monitoreo, control y análisis del proceso en tiempo real.

Como parte de la mejora y automatización del proceso de separación primaria de crudo, se implementó un tercer cabezal de recibo. Las líneas de flujo operativas llegarán a este nuevo punto de conexión y, al igual que en los sistemas existentes, podrán ser direccionadas hacia las unidades de separación. Desde aquí se deriva una nueva línea de proceso que conduce total o parcialmente el caudal de cualquiera de las líneas de flujo disponibles hacia el nuevo separador trifásico general 25-SEP-102, el cual es instalado en la estación como un paquete autónomo, equipado con toda su instrumentación, actuadores y elementos de control asociados al propio paquete; además, contará con las condiciones operativas seguras que permitan un control automático/manual mediante la implementación de tecnología Rockwell Automation (suministrada por el cliente), donde se incluye un PLC Micrologix 1200 (gama media, compacto con señales I/O embebidas y con capacidad de módulos de expansión) y una HMI PanelView 800 (implementada para aplicaciones a nivel de máquina y opciones de control y visualización acordes a la aplicación).

1.3 Alcance

Se realizará el diseño y desarrollo de la lógica de control integrando estrategias PID, despliegue de rutinas de programación, alarmas de proceso, diseño de aplicativo HMI en el software Connected Component Workbench (al cual se podrá acceder de forma local y remota con un usuario y contraseña configurados por el administrador) donde se incluyen los mímicos de la instrumentación asociada al separador, pantallas de configuración de alarmas, tendencias y

diagnósticos. En el aplicativo HMI se podrán monitorear y controlar las variables seleccionadas del separador, como switches, transmisores, válvulas de control y medidores de flujo, además de generar la indicación de alarmas y fallos generados.

Por otra parte, también se llevará a cabo el comisionamiento del sistema de control, pruebas SAT y puesta en marcha (lo cual incluye distribución y energización de gabinete, pruebas de módulos I/O, escalamiento de señales analógicas, pruebas de lazo de instrumentación, prueba de comunicaciones Ethernet/IP, pruebas funcionales acorde a filosofía de operación y desarrollo del manual de operaciones de la interfaz HMI).

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Diseñar, desarrollar e implementar la lógica de control automatizada del sistema de separación trifásica de crudo del campo EPF, integrando instrumentación, estrategias de control PID y una interfaz HMI, con el fin de mejorar la seguridad, eficiencia y confiabilidad del proceso de separación de crudo, agua y gas.

1.4.2 Objetivos específicos

Analizar la planimetría y documentación técnica suministrada por el cliente para comprender el funcionamiento actual del sistema de separación trifásica.

Diseñar la lógica de control del sistema en general, incorporando lazos de control PID para el comportamiento de las variables críticas del proceso.

Implementar la automatización del sistema de separación, reduciendo la operación manual por parte del personal de campo.

Comisionar la instrumentación asociada al proceso, para el monitoreo y control del sistema.

Desarrollar una interfaz hombre-máquina (HMI) que permita la supervisión del proceso, el control en modo manual y automático, y la visualización de tendencias y alarmas.

Elaborar el manual de operaciones del sistema de control para guía del operador y fácil manejo del aplicativo HMI.

Mejorar la estabilidad y eficiencia del proceso de separación primaria de crudo, agua y gas.

2. Marco referencial

2.1 Marco teórico

2.1.1 Contextualización del proceso de separación de petróleo crudo

La separación de petróleo crudo constituye una de las etapas más importantes dentro de los procesos de producción en la industria *oil & gas*, ya que permite acondicionar los fluidos provenientes de los pozos para su posterior tratamiento, transporte y almacenamiento. [1] Durante la extracción, el fluido producido está compuesto principalmente por una mezcla de crudo, agua y gas, los cuales deben ser separados mediante equipos especializados que garanticen condiciones seguras y eficientes de operación. Para profundizar sobre la temática, se presentan las siguientes secciones.

2.1.1.1 Petróleo crudo. El petróleo crudo es un recurso vital que impulsa diversas industrias, como la energética, la petroquímica y la de producción de plásticos. El tratamiento del

petróleo es un proceso complejo que requiere la integración de tecnologías avanzadas y una serie de pasos técnicos precisos. [1] El proceso del tratamiento del petróleo crudo desde el pozo hasta su almacenamiento consta de varias etapas cuyo objetivo es separar, estabilizar y acondicionar los fluidos (crudo, agua y gas) para su manejo y posterior tratamiento y refinamiento seguro. Dichas etapas son:

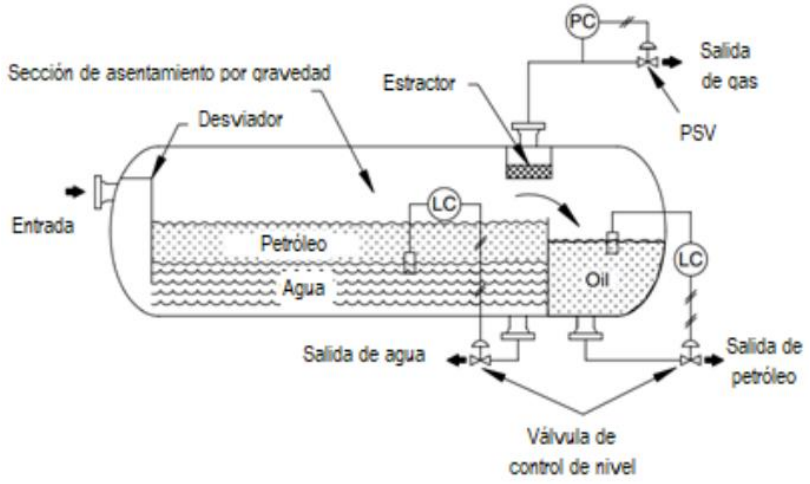
- Extracción del pozo
- Separación primaria
- Tratamiento de gas y agua
- Deshidratación del crudo
- Desgasificación / estabilización
- Medición de calidad del crudo
- Almacenamiento en tanques

El desarrollo del presente proyecto está enfocado en el ítem de separación primaria, por lo cual se profundizará con información referente a esta etapa de tratamiento del petróleo crudo.

2.1.1.2 Separación primaria del petróleo crudo. Esta etapa se lleva a cabo mediante un tipo de recipiente cerrado al que ingresa el fluido extraído de los pozos, el cual emplea la fuerza gravitacional permitiendo que los componentes líquidos se asienten en el fondo del separador mientras el gas se eleva hacia la parte superior. Este proceso es realizado por un sistema llamado separador. Un separador es un recipiente a presión que posee un diseño geométrico definido (externa e internamente) y cuyo propósito es disgregar las partículas que conforman el crudo en

subelementos aprovechables. Este equipo posee un conjunto de elementos que trabajan a la unísona y permiten la aplicación de principios físicos para la obtención de una fase determinada.

Figura 1. *Esquemático general de un separador trifásico*



En las instalaciones de procesamiento de petróleo y gas, los separadores son más comunes que cualquier otro tipo de equipo. Se les conoce como depuradores, separadores de líquidos, FWKO, centrífugas y otros nombres. Sin embargo, todos los recipientes mencionados, diseñados para separar gases y líquidos libres, comparten el mismo objetivo fundamental.

Los separadores se pueden clasificar en dos configuraciones principales: la posición del recipiente y/o la cantidad de fluidos que se van a separar.

2.1.1.3 Clasificación de separadores. Existen diversas tipologías de separadores los cuales se clasifican a partir de su orientación. Por lo general, dependiendo del entorno en el que se encuentren, se pueden dividir en las siguientes categorías.

Separadores horizontales: los separadores horizontales son recipientes versátiles que pueden utilizarse en aplicaciones donde la gravedad o la presión del gas son suficientes para una separación eficaz. Estos recipientes tienen una forma y un diseño cilíndrico, con un sistema de

recolección, un tambor de compensación y bandejas como se describió anteriormente. Estos equipos pueden tener diámetros de entre 1 m (3 pies) y 5 m (15 pies), con alturas que van desde 5 m (16 pies) hasta 37 m (120 pies).

Separadores verticales: los separadores verticales pueden manejar una amplia gama de caudales de gas y líquido. Estos sistemas verticales son el tipo de separador más popular para la producción en plataformas marinas, pero también pueden utilizarse en algunas aplicaciones terrestres donde la gravedad no es suficiente para separar los líquidos del flujo de gas. Este tipo de separador es más difícil y costoso de fabricar y transportar en configuraciones montadas sobre patines, y requiere un separador de mayor diámetro para una capacidad de gas determinada que un recipiente horizontal.

Separadores esféricos: los separadores esféricos ofrecen una configuración de recipiente compacta y económica. Pueden manejar fácilmente altas cargas de vapor y líquido. Son especialmente adecuados para la eliminación de arena y otros líquidos libres (carga de tapón) y corrientes de gas de diámetro medio y grande (hasta aproximadamente 300 mm). Los separadores esféricos son económicos, fáciles de operar y compactos, etc. Sin embargo, su eficiencia disminuye a bajas relaciones gas/líquido. Por eso no son muy comunes hoy en día.

2.1.1.4 Categorías de fase en un separador. Dependiendo de la cantidad de fluidos que se van a separar, existen dos tipos de categorías de fase dentro de las cuales se pueden agrupar.[2]

Separadores de dos fases: los separadores de dos etapas, también conocidos como recipientes de doble efecto, utilizan dos separadores conectados en serie. El primer recipiente separa el líquido de los vapores provenientes del recipiente anterior, y estos líquidos se utilizan para la destilación de la segunda etapa. Este tipo de recipientes cuenta con una línea de vapor

independiente ubicada a mayor altura que la de una unidad de una sola etapa, para proporcionar un área para los vapores de purga.

Separadores de tres fases: los separadores trifásicos utilizan un proceso de desorción vertical rápida para recuperar los componentes gaseosos de una mezcla compleja de gases, vapores, líquidos y sólidos. El separador trifásico consta de dos cámaras dispuestas verticalmente, separadas por un área anular, en las que se montan paletas radiales. Un chorro de vapor a alta velocidad se hace pasar a través de las paletas radiales para su arrastre en la cámara inferior. El petróleo crudo despojado se acumula en la cámara inferior, mientras que el gas entra a través de ranuras abiertas en la cámara superior. Este tipo de separador se utiliza mejor junto con un recipiente que contenga solo gas o solo líquido, de modo que el separador trifásico pueda separar completamente los tres fluidos. Cuando este tipo de recipiente se conecta entre dos recipientes bifásicos, generalmente funciona como un dispositivo de separación de aceite, agua y sólidos, con una mínima separación a altas velocidades.

2.1.1.5 Funciones de un separador trifásico. Las funciones básicas de un separador trifásico son:

- Realizar una primera separación de la mezcla del pozo en producción.
- Refinar el proceso de separación mediante la recolección de partículas liquidas
- Purgar (liberar) el gas que queda en la parte liquida.
- Drenar por separado cada una de las fases (crudo, agua, gas)

  Para que un separador trifásico trabaje de una forma eficiente debe cumplir con lo siguiente:

- Manejar el flujo de la mezcla proveniente del pozo antes de iniciarse el proceso de separación.
- La turbulencia que se ocasiona por el gas existente en la mezcla debe ser minimizada.
- Debe tener controles de presión.
- La presión debe ser aliviada (mediante válvulas).
- Debe tener elementos indicadores en montaje (manómetros, termómetros, controles e indicadores de nivel).

2.1.1.6 Proceso de separación. El orden de separación de las fases es la siguiente:

1. El proceso inicia con el ingreso continuo de fluido al separador trifásico, el cual se realiza mediante una boquilla instalada en la parte superior de este.
2. Al ser el agua el producto más denso de los 3, es la primera en lograr su separación, asentándose en el fondo del separador.
3. Seguido del agua, se retira o separa el crudo, este se separa de la misma manera que lo hace el agua pero en el otro lado del separador (después de una división interna que tiene el separador).
4. Por ser la fase más liviana, el gas se retira por la parte superior del separador. [2] Cada una de estas etapas de separación se llevan a cabo mediante el uso de equipamento como la instrumentación y actuadores asociadas al separador mencionados anteriormente, los cuales pueden ser comandados y monitoreados manualmente por un operador o por un sistema de control automático.

2.1.1.7 Instrumentación básica de un separador trifásico. La instrumentación básica que se recomienda para que funcione correctamente un separador trifásico es la siguiente:

- Transmisore de Nivel, para la cámara donde se encuentra el crudo y el agua-crudo.
- Transmisor de Presión en la salida de la fase gaseosa.
- Válvulas de control de nivel, salida de crudo y agua-crudo.
- Válvula de control de presión, salida de gas.
- Válvula de seguridad o shutdown.
- Transmisor indicador de temperatura.
- Medidores de flujo para la salida de crudo y agua-crudo
- Indicadores y switches locales de nivel y presión.

2.1.2 PLC

PLC es un acrónimo de *Programmable Logic Controller* (Controlador Lógico Programable). Estos equipos son ordenadores industriales, con diversas entradas y salidas, que se utilizan para controlar y supervisar equipos industriales mediante programación personalizada. Los PLC vienen en una gran variedad de tamaños y formatos. Algunos son lo suficientemente pequeños como para caber en un bolsillo, mientras que otros son lo suficientemente grandes como para requerir bastidores reforzados para su montaje. [3]

2.1.2.1 Tipos de PLC. Existen muchos tipos de PLC, pero la mayoría se dividen en dos categorías principales: fijos y modulares. La principal diferencia radica en que los PLC fijos cuentan con un número predefinido de entradas y salidas, mientras que los PLC modulares están diseñados para ser mucho más adaptables. Los PLC fijos y modulares son útiles para diferentes

propósitos, con ventajas que van desde la portabilidad y el bajo costo hasta la escalabilidad y la personalización.

PLC fijos: son el tipo más común para operación a nivel de máquina. Son más pequeños y económicos que los PLC modulares, lo que los convierte en una buena opción para sistemas de control pequeños o portátiles, o para realizar tareas de forma independiente. Sin embargo, los PLC fijos tienen la unidad de procesamiento, los terminales y los componentes de entrada y salida cableados internamente, y no disponen de tanta memoria como los PLC modulares. Esto dificulta su reparación y modificación, lo que podría ocasionar mayores tiempos de inactividad si no se cuenta con PLC de respaldo.

PLC modulares: son más escalables, personalizables y fáciles de diagnosticar que los PLC fijos, pero también son más grandes y costosos. Los PLC modulares son ideales para expandir operaciones a gran escala, ya que permiten agregar fácilmente dispositivos de entrada y salida, mejorar las unidades de procesamiento, ampliar la memoria y mucho más. Esto posibilita personalizar un PLC modular para aumentar su funcionalidad y realizar operaciones complejas que serían imposibles con un PLC fijo. Además, los PLC modulares reducen el tiempo de inactividad, puesto que cada módulo realiza una función específica, lo que facilita aislar y corregir fallas mientras los módulos del PLC en funcionamiento continúan operando.

2.1.2.2 Ventajas del uso de un PLC. Desde su llegada al ámbito industrial, los PLC han aportado beneficios revolucionarios a organizaciones de todo el mundo como, por ejemplo:

Alta flexibilidad. Si cambian los requisitos del proceso, los PLC se pueden reprogramar fácilmente, mientras que los antiguos sistemas de relés requerían un recableado manual.

Fiabilidad y durabilidad. A diferencia de los relés mecánicos, los PLC no tienen partes móviles, lo que les permite funcionar de forma más fiable durante largos periodos de tiempo. Su durabilidad garantiza un rendimiento constante y un tiempo de inactividad mínimo.

Capacidades mejoradas de control y monitorización. Los PLC están diseñados para manejar lógica compleja y operaciones de temporización y sintonización precisas, así como para gestionar simultáneamente múltiples entradas y salidas.

Versatilidad de programación. Los PLC se utilizan ampliamente en diversas industrias debido a su rapidez, facilidad de operación y programación. Existen cinco lenguajes de programación estándar. El más común es la lógica de escalera, pero también es posible utilizar diagramas de bloques de funciones, diagramas de funciones secuenciales, texto estructurado o listas de instrucciones para lograr la misma funcionalidad.

2.1.2.3 Lenguajes de programación. La norma IEC 61131-3 define cuatro lenguajes de programación normalizados. Esto significa que su sintaxis y semántica ha sido definida, no permitiendo particularidades distintivas (dialectos) [10]. Los lenguajes consisten en dos de tipo literal y dos de tipo gráfico:

Literales: Lista de instrucciones (*Instruction List*, IL.), Texto estructurado (*Structured Text*, ST).

Gráficos: Diagrama de escalera (*Ladder Diagram*, LD), Diagrama de bloques funcionales (*Function Block Diagram*, FBD).

En algunos tipos de PLC se puede integrar varios lenguajes en un mismo proyecto. Esto, dependiendo de la estandarización que se requiera o las preferencias del desarrollador (para el presente proyecto se implementará lenguaje de programación *Ladder)*.

2.1.2.4 Controlador PID. El controlador PID (Proporcional–Integral–Derivativo) es una de las estrategias de control automático más utilizadas en la industria debido a su robustez, facilidad de implementación y capacidad para mantener variables de proceso en valores deseados con alta precisión. Este tipo de controlador se emplea ampliamente en procesos industriales de lazo cerrado, llegando a controlar más del 95 % de las aplicaciones industriales automáticas [11]. El funcionamiento de un controlador PID se basa en comparar el valor medido de una variable de proceso con un valor de referencia o Setpoint. La diferencia entre ambos valores genera una señal de error, la cual es utilizada por el controlador para calcular una acción correctiva aplicada al actuador del sistema. El objetivo es minimizar dicho error y mantener estable la variable controlada.

La estructura PID está compuesta por tres acciones de control:

Acción proporcional (P): La acción proporcional genera una respuesta directamente proporcional al error presente en el sistema. Su principal ventaja es la rapidez de respuesta; sin embargo, puede producir un error permanente en estado estacionario conocido como offset. La ganancia proporcional se representa mediante la constante K_p.

Acción integral (I): La acción integral actúa sobre la acumulación del error a lo largo del tiempo. Su principal función es eliminar el error en estado estacionario, aunque puede incrementar el tiempo de estabilización y provocar oscilaciones en el sistema. Esta acción se ajusta mediante la constante integral K_i.

Acción derivativa (D): La acción derivativa responde a la velocidad de cambio del error, permitiendo anticipar variaciones en la variable de proceso. Su función principal es reducir las

oscilaciones y mejorar la estabilidad del sistema, disminuyendo el sobre-impulso y el tiempo de asentamiento. Esta acción se representa mediante la constante derivativa K_d.

2.1.3 HMI

Una interfaz hombre - máquina, por sus siglas en inglés (*Human – Machine Interface*) es una interfaz de usuario o panel de control que conecta a una persona con una máquina, sistema o dispositivo. Las HMI se comunican con los controladores lógicos programables (PLC) y los sensores de entrada/salida para obtener y mostrar información a los usuarios. Además, con la HMI los operadores y demás usuarios pueden visualizar información importante en gráficos, diagramas o paneles digitales, ver y gestionar alarmas, y conectarse con sistemas SCADA, ERP y MES, todo desde una única consola. [4]

2.1.3.1 Características de las HMI. La principal característica de un sistema HMI es que se centra en la visualización de información para ayudar al usuario a supervisar un proceso industrial puntual, entre otras como:

- Suministra información operativa del proceso.
- Permite controlar y optimizar los objetivos de productos y de proceso.
- Facilita la manipulación de una línea de producción o proceso.
- Permite gestionar datos y alarmas de proceso en tiempo real.
- Resistencia extrema gracias a carcasas robustas que soportan golpes, vibraciones y exposición a productos químicos.
- Conectividad avanzada al permitir integración con plataformas de control (DCS y PLC) y soluciones de la Industria 4.0.

2.1.3.2 Ventajas del uso de HMI. Los sistemas HMI ofrecen a las organizaciones industriales múltiples beneficios, como la capacidad de crear perfiles de acceso restringido dependiendo de la categoría de usuario (operación, ingeniería, supervisión) según las necesidades que se tengan en cada área, lo cual permite llevar control de información y configuraciones relevantes del proceso [5].Asimismo, el bloqueo y control de la visibilidad de los elementos de una HMI forman parte de las ventajas que brindan este tipo de sistemas; algunas otras ventajas de las HMI son las siguientes:

Optimización de la productividad. Permiten ajustar parámetros operativos en tiempo real, mejorando la eficiencia y reduciendo tiempos muertos.

Mayor seguridad operativa. Proveen alertas tempranas para identificar y mitigar riesgos antes de que ocurran incidentes.

Reducción de errores humanos. Tienen una interfaz intuitiva que simplifica tareas complejas, minimizando fallos operativos. Además, permiten configuraciones personalizables.

Flexibilidad en su implementación. Las HMI modernas pueden instalarse en gabinetes fijos, son ideales para aplicaciones de campo y plantas que requieren procesos de limpieza con monitoreo constante.

2.1.4 Redes industriales en automatización y control

Las redes industriales son sistemas de comunicación utilizados para interconectar dispositivos de automatización como sensores, actuadores, PLC, variadores y sistemas de supervisión dentro de una planta industrial. Su implementación ha crecido debido a la necesidad de mejorar la integración, supervisión y control de los procesos industriales. [12]

Estas redes reemplazan progresivamente el cableado tradicional punto a punto, permitiendo una comunicación más eficiente entre equipos y facilitando la expansión de los sistemas automatizados. Entre las principales ventajas se destacan:

- Reducción de tiempos de instalación.
- Mayor flexibilidad y escalabilidad.
- Facilidad de mantenimiento y diagnóstico.
- Compatibilidad entre múltiples fabricantes.
- Optimización de costos operativos.

2.1.4.1 Clasificación de las redes industriales. Las redes industriales pueden clasificarse según el tipo de dispositivos y funciones que desempeñan dentro del sistema de automatización:

Bus de campo: se emplea para la automatización de procesos industriales y la interconexión de diferentes células de producción.

Bus de control: permite la comunicación entre controladores y dispositivos inteligentes que requieren intercambio continuo de información.

Bus de dispositivos: utilizado para conectar módulos de entradas/salidas y dispositivos inteligentes distribuidos en la planta.

2.1.4.2 Topologías de redes industriales. Las redes industriales utilizan diferentes configuraciones físicas para conectar los dispositivos:

Topología estrella: todos los dispositivos se conectan a un nodo central.

Topología bus: los equipos comparten una misma línea de comunicación.

Topología anillo: los dispositivos forman un circuito cerrado que mejora redundancia y disponibilidad.

2.1.4.3 Ethernet industrial. El Ethernet Industrial es una adaptación de la tecnología Ethernet convencional para entornos industriales. Actualmente es una de las tecnologías más utilizadas debido a alta velocidad de transmisión, bajo costo, madurez tecnológica, e integración con sistemas empresariales e industriales. Los dispositivos Ethernet industriales están diseñados para operar en condiciones severas, incorporando:

- Resistencia a vibraciones y temperaturas extremas.
- Protección contra ambientes corrosivos.
- Compatibilidad con topologías en anillo.

2.2 Marco normativo

IEC-61131-3: Define las especificaciones de la sintaxis y semántica de los lenguajes de programación de PLC, incluyendo la estructura del lenguaje.

ISA-101: Define el estándar general del diseño de gráficos para visualización en interfaces HMI de alto rendimiento. Incluye indicaciones en cuanto a colores, navegación, alarmas, y claridad visual.

ISA-5.1: Aplica para simbología e identificación de instrumentación y planimetría P&ID, relacionada directamente con los lineamientos para asignación de etiquetas a instrumentación industrial.

ISA-18.2: Define la gestión y filosofía de alarmas industriales.

3. Metodología

1. Reunir y analizar la planimetría y documentación suministrada (diagrama P&ID, filosofía de operación, matriz causa-efecto). Además, información adicional en la literatura existente sobre la operación de los sistemas de separación trifásica horizontal. Por otra parte, consultar los manuales de programación y catálogo de equipos de control como PLC/HMI seleccionados y establecidos por el cliente.

Clasificación de la información. En la planimetría suministrada se encuentra documentación relevante del funcionamiento del separador trifásico, donde se divide la información respecto a operación, funcionamiento, instrumentación asociada y capacidad del equipo de control PLC para el proceso. De igual manera, el control y monitoreo es una constante necesaria para la implementación del aplicativo HMI.

Estudio de la información técnica. En función de la información reunida y analizada se ajustará el plan de trabajo buscando optimizar el tiempo de ejecución para actividades como programación y comisionamiento, permitiendo realizar las pruebas necesarias para entregar a satisfacción el proyecto.

2. Evaluar las condiciones del separador trifásico horizontal a implementar, dado que la estructura mecánica del sistema fue reubicada de un campo a otro; por tanto, es necesario realizar una verificación y diagnóstico de su estado funcional.

Inspeccionar la estructura, condiciones de operación, estado de componentes, líneas de flujo de entrada/salida y red de tubería para distribución eléctrica de instrumentación y actuadores asociados.

Realizar acompañamiento para acondicionar el gabinete principal que contendrá componentes eléctricos y de control como PLC y HMI.

3. Plantear y llevar a cabo actividades de desarrollo y programación en oficina.

Desarrollos en PLC. Mapeo de IO, asignando cuantitativamente la tipología de señales I/O (Analógicas o digitales) necesarias para la programación en PLC.

Desarrollo de lógicas de control, con la implementación de las diferentes lógicas de escalamiento de señales, rutinas del proceso, despliegue de matriz causa efecto para condiciones de interlocks, permisivos y desarrollo de lógica de alarmas para control de condiciones anormales en el proceso.

Desarrollos HMI. Despliegue de mímicos del separador acorde a los planos P&ID suministrados y normativa fundamentada en los lineamientos ISA-101, la cual establece criterios para la creación de HMI de alto rendimiento, códigos de colores enfocados en la claridad, eficiencia operativa y reducción de errores humanos.

Pantallas de configuración de alarmas y diagnósticos, asignando los mensajes de alerta para visualización del operador y diagnóstico de comunicación o falla de canales I/O del controlador; además del desarrollo de las pantallas de tendencias de variables analógicas de presión, nivel, temperatura y configuración de lazos PID para control de válvulas proporcionales de crudo, agua y gas respectivamente.

Desarrollo de pruebas FAT de software. Tabulación de información a inspeccionar (tags de equipos de campo, descripción, rangos de medición y alarmas de los instrumentos).

Pruebas de software y aplicativo para funcionamiento del separador trifásico conforme a filosofía de control. Documentación de pruebas realizadas con las observaciones y hallazgos realizados a partir de la simulación.

4. Desarrollar las pruebas iniciales del sistema y actividades de campo.

Apoyo a instalación de HMI Panel View 800 en gabinete de control por parte de personal técnico, donde se realizan además ajustes iniciales en los equipos de control, tanto el PLC como la HMI, asignando configuraciones de tarjeta de red para asignación de dirección IP, máscara de subred y Puerta de enlace.

Cargue inicial de programa en equipos de control PLC/HMI, verificación de hardware, pruebas de canales I/O, escalamiento de señales analógicas, mediante el uso de un calibrador de procesos. Además, con el acompañamiento de personal instrumentista en campo, realizar la configuración de transmisores definiendo rangos de medición y en el caso de los actuadores el accionamiento ON/OFF o proporcionalmente.

Pruebas de lazo de instrumentación, llevando a cabo lectura de corriente (mA) para el caso de los canales I/O analógicos y medición de tensión (24 VDC) para el caso de las señales digitales I/O.

Pruebas de pre-comisionamiento, iniciando con modos de operación manual de los equipos, asignando setpoints desde HMI para apertura o cierre de actuadores a lazo abierto. Así mismo, pruebas iniciales del sistema en modo automático, realizando la corrección de observaciones que el cliente solicite.

5. Pruebas de funcionamiento.

Validar la visualización en HMI de las variables analógicas en tiempo real en los mímicos, verificando que concuerde con la lectura local de la instrumentación de campo, evaluar activación bits de señales digitales de proceso y tiempos de muestreo de manera que sean los adecuados para un correcto monitoreo.

Probar acceso de control al sistema HMI a partir de los perfiles de usuario creados: Operación, supervisión e ingeniería; además de verificar la restricción o habilitación de ajustes y configuraciones del sistema acorde a dichos perfiles.

Validar ajustes de alarmas y fallos según parámetros operativos del separador e instrumentación asociada.

4. Verificación inicial del sistema de separación

4.1 Identificación del sistema de separación trifásica reubicado en campo

4.1.1 Inspección inicial

Se inició con asistencia a campo EPF, donde se realizó el levantamiento de información respectiva al sistema de separación trifásica 25-SEP-25102, el cual fue traído desde otra facilidad dentro de la estación, con objetivo de realizar las adecuaciones que se requieran y garantizar el buen funcionamiento y puesta en marcha nuevamente. En cuanto al alcance, el cliente requirió que se realizara la inspección, verificación de equipos de control y estado de módulos IO del controlador para así hacer los respectivos ajustes mecánicos y eléctricos en caso de requerirse. Por otra parte, el cliente solicitó el acompañamiento una vez se lleven a cabo las pruebas de funcionamiento y puesta en marcha con la instrumentación, ajustes mecánicos y eléctricos necesarios (actividades ejecutadas por otro contratista).

Para el funcionamiento, el sistema se compone de un separador horizontal, el cual mediante la gravedad realiza la separación de crudo, agua y gas. Consta de una válvula shutdown, tres válvulas proporcionales e instrumentación para medición de presión, nivel y temperatura. (Al

realizar esta actividad inicial, el sistema no contaba con los actuadores ni la instrumentación mencionada, tal como se muestra en la figura).

Figura 2. *Condición y estado inicial del separador trifásico 25-SEP-25102 reubicado en campo.*



Por otra parte, se tiene que el separador cuenta con una capacidad para tratar al menos 4.500 BOPD (*Barrels Oil Per Day*), 10.500 BWPD (*Barrels of Water Per Day*) y 3 MMSCFD (*Million Standard Cubic Feet per Day*) y sus dimensiones son 90 pulgadas de diámetro por 27 pies de longitud entre costuras. Estas características le otorgan suficiente capacidad para atender la mayor demanda proyectada respecto a la base de separación antiguamente instalada.

4.1.2 Identificación de los equipos de control

Se realizó inspección inicial de la caja de control para áreas explosivas, donde se identificaron los siguientes equipos.

Tabla 1. *Equipos de control existentes*

Equipo	*Referencia*	*Cantidad*
PLC Micrologix 1200	1762-L40BWAR	1
Módulo entrada analógica	1762-IF4	2
Módulo salida analógica	1762-OF4	2
HMI PV Component C600	2711C-T6C	1

Con el sistema des energizado, se verificó inicialmente el estado de los equipos. Al estar herméticamente aislados dentro de la caja antiexplosivos, se encontraron en óptimas condiciones de estado físico, donde se describen las características principales de los equipos de control.

4.1.2.1 PLC Micrologix 1200. El controlador Micrologix 1200 (Referencia 1762-L40BWAR) es un PLC compacto de la familia MicroLogix de Rockwell Automation. Es muy usado en aplicaciones industriales pequeñas y medianas a nivel de máquina. El equipo se energiza con alimentación CA de 120/240V. Cuenta con 40 I/O integrados (20 entradas digitales estándar de CC de 24 V y 4 entradas digitales rápidas de CC de 24 V, 16 salidas de relé, con puerto de programación/HMI), comunicación Ethernet y reloj en tiempo real. [6]

Figura 3. *PLC Micrologix 1200*



El software de programación del equipo es de las versiones Logix Designer de la marca Rockwell Automation, específicamente el RSLogix 500 (un software basado en lógica en lenguaje de programación Ladder que permite desarrollar lógicas de control, monitorear en tiempo real y manejar datos de forma estructurada). Es el software clásico de Rockwell Automation para programar los MicroLogix. Respecto al rendimiento cuenta con una memoria de 6 KB; lo cual para la aplicación es adecuado, además de ser un equipo robusto, simple y fácil de mantener.

4.1.2.2 Módulos de entrada/salida analógica. Los módulos 1762-IF4/OF4 son módulos de expansión de señales analógicas que se integran en los PLC MicroLogix. Cuenta con 4 canales análogos configurables en Voltaje de -10 a +10 VCC y Corriente de 4 a 20 mA el cual es el modo más usado en la industria. [7]

Figura 4. *Módulo de expansión I/O analógico*



Por otra parte, estos equipos integran aislamientos entre canales y el sistema lo cual mejora la protección y estabilidad de la señal de campo a acondicionar. La alimentación de estos módulos es de 165 mA a 24V DC, la cual se efectúa por el bus de distribución modular del PLC.

4.1.2.3 PanelView Component C600. Es un panel HMI (interfaz hombre-máquina) de Rockwell Automation, usado para visualizar y operar procesos industriales. Integra una pantalla táctil de 6 pulgadas a color, cuenta con comunicación Ethernet (EtherNet/IP) y RS-232 (serial). La alimentación del panel es a 24V DC. [8]

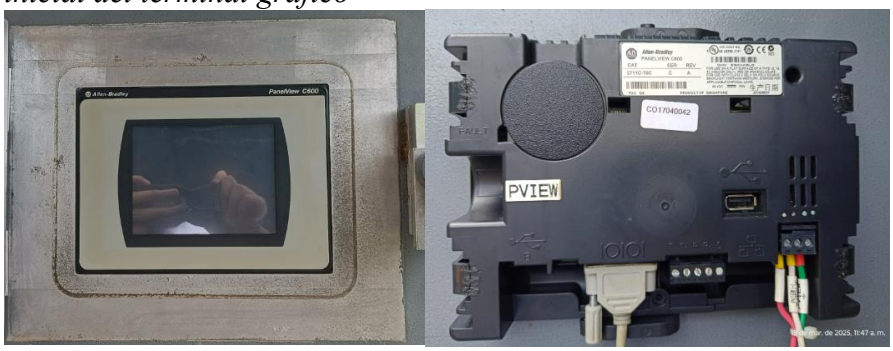
Figura 5. *PanelView Component C600*



El software de programación es el PanelView Component DesignStation, el cual es basado en un servidor web, al que se accede por navegador y mediante la dirección IP. En cuanto a la robustez del equipo, se encuentra en un nivel básico con funcionalidades reducidas en cuanto a gestión de tendencias y diseño de mímicos de proceso. Con respecto a este equipo, se verificó también el estado físico donde se observó que el display presentó deterioro debido a la exposición a intemperie durante su período de uso.

Al energizar el gabinete de control, se verificó el encendido correcto de todos los equipos, a excepción la Panel View C600, la cual no mostró imagen ni encendido de los leds posteriores. En primer lugar, se verificó que la alimentación (24 VDC) estuvieran llegando a los terminales de las borneras, lo cual fue correcto. Por otra parte, se realizó cambio de batería de litio (CR2032) de 3 VDC para descartar falla por batería. Se instaló una nueva y se energizó de nuevo, pero no se observó cambio en la pantalla para etapa de encendido.

Figura 6. *Estado inicial del terminal gráfico*



4.2. Verificación e inspección de equipos de control

4.2.1 Comprobación de comunicación y pruebas locales

Se realizó inicialmente el rastreo de IP para el Micrologix 1200 (169.250.1.200) y se llevó a cabo la comunicación por red Ethernet y por red Serial RS-232 para carga y descarga de un proyecto de prueba en el software RSLogix 500 con objetivo de descartar fallas de comunicación y estado del equipo. Las pruebas fueron satisfactorias.

Figura 7. *Estado inicial del controlador*



Por otra parte, al realizar el levantamiento físico del cableado del PLC para entrega al cliente de las condiciones iniciales del equipo, se realiza levantamiento y se toma nota de las marquillas existentes en los terminales del bloque de borneras de las señales de campo. De igual manera, con el apoyo de personal técnico se realizaron las pruebas de canales I/O del PLC junto con los módulos de expansión con objetivo de diagnosticar la disponibilidad y funcionalidad de los mismos. Las pruebas se realizaron con el uso de un calibrador de procesos para medición y generación de las señales digitales y análogas, donde al realizar las pruebas de lazo se verificó el correcto estado de todos los canales del controlador.

4.2.2 Diagnóstico de equipos de control existentes

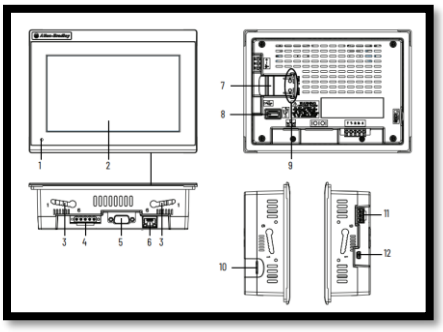
A partir del levantamiento realizado en campo, se obtuvieron las siguientes observaciones.

- Aún con el ciclo de vida maduro de los equipos de control, el cliente reiteró la intención de mantener el mismo controlador junto con los módulos I/O. Respecto a la HMI, se requiere la migración debido al estado de falla y obsolescencia.
- El PLC junto con los módulos I/O se encontraron en óptimas condiciones de funcionamiento con disponibilidad de canales para adición de nuevas posibles señales análogas y digitales.
- Por parte de personal técnico de la estación, se realizó verificación de equipos de potencia como breakers, cableado, bornas, fuente de alimentación. Los cuales no tuvieron observaciones de mal estado funcional.

4.2.3 Propuesta de migración del panel HMI

Dado que el cliente solicitó el servicio para realizar la programación, diseño HMI y acompañamiento en campo para pruebas de funcionamiento y puesta en marcha del sistema 25-SEP-102, se requirió la migración del panel HMI. Al revisar en el catálogo del fabricante Rockwell Automation las opciones de conectividad de red, la cantidad de señales a integrar y las condiciones de operación del panel, se optó por la opción de la PanelView800 (Referencia 2711R-T7T). [9]

Figura 8. *Terminal HMI seleccionado para la migración*



Este es un panel táctil (con opción de calibración) de 7 pulgadas que integra pantalla a color. Cuenta con diversas opciones de comunicación como Puertos RS-422, RS-485, RS-232, Puerto Ethernet 10/100 Mb y puerto USB para transferencia de archivos. La alimentación del equipo es a 24V DC. Esta HMI Permite visualización de variables, control de equipos, desarrollo para gestión de alarmas y tendencias, entre otros.

4.3 Evaluación técnica de la instrumentación

La revisión de la instrumentación, ya seleccionada por el cliente, asociada al separador trifásico se realizó considerando las variables críticas del proceso, las condiciones operativas del sistema, la compatibilidad con la arquitectura de control implementada y las características particulares de los fluidos producidos. Las variables monitoreadas corresponden a nivel, presión, temperatura y flujo, las cuales permiten garantizar una operación segura, estable y eficiente del proceso de separación primaria de crudo, agua y gas.

4.3.1 Transmisores de nivel (LIT)

Los transmisores de nivel instalados en las cámaras de crudo y agua-crudo constituyen uno de los elementos más importantes del sistema de control, debido a que permiten regular la interfaz

entre fases y evitar fenómenos de arrastre de líquidos hacia la línea de gas o contaminación de crudo por agua. Para su evaluación se consideraron los siguientes criterios:

- Capacidad de medición continua sobre el rango completo de operación del separador.
- Compatibilidad con fluidos multifásicos y presencia de emulsiones.
- Resistencia a incrustaciones de parafina y sedimentos.
- Exactitud adecuada para aplicaciones de control automático.
- Salida estándar 4-20 mA compatible con los módulos analógicos del PLC.
- Materiales resistentes a ambientes corrosivos propios de la industria petrolera.

Debido a la presencia potencial de emulsiones agua-crudo y depósitos de parafina, se privilegian tecnologías con baja sensibilidad a cambios de densidad o propiedades dieléctricas del fluido, minimizando errores de medición durante variaciones del proceso.

4.3.2 Transmisores de presión (PIT)

Los transmisores de presión instalados en el separador y en la línea de salida de gas permiten mantener el equilibrio operativo del recipiente y garantizar el correcto funcionamiento del lazo de control de presión. Los principales criterios de evaluación fueron:

- Rango de medición superior a la máxima presión de operación esperada.
- Capacidad de soportar sobrepresiones transitorias durante condiciones anormales.
- Alta estabilidad a largo plazo.
- Compatibilidad con gases húmedos e hidrocarburos.
- Tiempo de respuesta adecuado para la acción de control de la válvula PCV.
- Certificaciones para uso en áreas clasificadas.

El transmisor asociado al control de presión constituye una variable crítica debido a que participa directamente en la estrategia de protección operacional del separador.

4.3.3 Análisis cualitativo de incertidumbre y desempeño metrológico

Todo sistema de medición presenta incertidumbres inherentes asociadas al sensor, acondicionamiento de señal, conversión analógica-digital y condiciones de instalación. En el caso de los transmisores de nivel, las principales fuentes de error corresponden a cambios de densidad, formación de espuma, emulsiones y acumulación de parafina. Para los transmisores de presión, las incertidumbres están asociadas principalmente a deriva del sensor, efectos de temperatura ambiente y errores de calibración.

Respecto a la linealidad, los instrumentos presentan respuestas prácticamente lineales dentro de sus rangos operativos, permitiendo una adecuada representación mediante señales de 4-20 mA. Así mismo, los tiempos de respuesta seleccionados son adecuados para la dinámica relativamente lenta del proceso de separación trifásica, permitiendo que los lazos PID de nivel y presión operen de forma estable sin comprometer la seguridad ni la eficiencia del sistema.

4.4 Evaluación de idoneidad de la instrumentación

La instrumentación seleccionada previamente por el cliente resulta adecuada para la automatización del separador debido a que cumple con los requerimientos funcionales del proceso y presenta compatibilidad directa con el sistema de control basado en PLC MicroLogix 1200 y módulos analógicos 4-20 mA.

Desde el punto de vista operativo, los rangos de medición permiten cubrir las condiciones normales y transitorias de funcionamiento del separador. Adicionalmente, la utilización de señales

analógicas estandarizadas facilita la integración con los módulos 1762-IF4 y 1762-OF4 instalados en el sistema.

La selección también considera condiciones ambientales propias de instalaciones Oil & Gas, incluyendo humedad, presencia de hidrocarburos, atmósferas potencialmente explosivas y exposición prolongada a condiciones de campo.

5. Desarrollo

5.1 Análisis de filosofía de control

Se procede a consultar y analizar la documentación suministrada por el cliente (Filosofía de operación, Matriz Causa-Efecto y plano PI&ID) para comprensión, dimensionamiento y diseños preliminares de la lógica de control y desarrollo de mímicos. En resumen, se muestra la matriz de funcionamiento del sistema de separación trifásica como sigue.

Figura 9. *Matriz causa - efecto de operación del sistema*

CAUSA / EFECTO						ALARMA HMI	INDICADOR	HISTÓRICO	TENDENCIA	EFECTO (ELEMENTO FINAL DE CONTROL)	VÁLVULA SHUTDOWN ENTRADA A SEPARADOR 25-SEP-102	VÁLVULA SHUTDOWN ENTRADA A SEPARADOR 25-SEP-102	VÁLVULA CONTROL SALIDA AGUA SEPARADOR 25-SEP-102	VÁLVULA CONTROL SALIDA DE CRUDO SEPARADOR 25-SEP-102	ALARMA SONORA	BOMBA DE CARGADERO 32-P-103	BOMBA DE CARGADERO 32-P-104		
										P&ID	HCLRSEPPRPID25001	HCLRSEPPRPID25001	HCLRSEPPRPID25001	HCLRSEPPRPID25001	HCLRSEPPRPID30001	HCLRSEPPRPID32001	HCLRSEPPRPID32001		
										ACCIÓN	CIERRA	ABRE	CIERRA	CIERRA	ENCIENDE	APAGA	APAGA		
TAG INSTRUMENTO	ALARMA	INTERLOCK	SET	NOTA	SERVICIO					TAG	SDV-25102	SDV-25102	LCV-25102	LCV-25103	SP-30100	32-P-103	32-P-104		
P&ID SEPARADOR DE PRODUCCIÓN (25-SEP-102)											HCLRSEPPRPID25001								
LSHH-25102	LAHH	I-120	6 ft		ALTO-ALTO NIVEL EN EL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN IBAMACA 25-SEP-102	X	X	X			X				X				
LIT-25102	LI	I-121	0 ft		BAJO-BAJO NIVEL EN EL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN IBAMACA 25-SEP-102	X	X	X			X		X		X				
LSLL-25102	LALL	I-122	1.78 ft		BAJO-BAJO NIVEL DE CRUDO SEPARADOR DE PRODUCCIÓN IBAMACA 25-SEP-102	X	X	X			X			X	X				
B2 ZSC-25102	-	-	-	1	FALLA INDICACIÓN DE CERRADO VÁLVULA DE CIERRE DE EMERGENCIA SDV-25102	X	X	X											
B2 ZSO-25102	-	-	-	1	FALLA INDICACIÓN DEABIERTO VÁLVULA DE CIERRE DE EMERGENCIA SDV-25102	X	X	X	X										
B2 PIT-25102	PAH	-	50 psig		ALARMA DE ALTA PRESIÓN EN EL SEPARADOR 25-SEP-102	X	X	X	X										
B2 PIT-25102	PAL	-	30 psig		ALARMA DE BAJA PRESIÓN EN EL SEPARADOR 25-SEP-102	X	X	X	X										
PSHH-25102	PAHH	I-123	55 psig		ALTA-ALTA PRESIÓN EN EL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN IBAMACA 25-SEP-102	X	X	X			X				X				
B2 HS-25102	HS-25102 (Software)	-	-	2	REARME DE LA VÁLVULA SDV-25102							X							

A partir de esto, se llevaron a cabo las respectivas consultas y propuestas iniciales para programación del sistema, identificando el causa-efecto del proceso de separación trifásica.

5.2 Revisión de listado de señales requeridas

Para el inicio del desarrollo de la programación del sistema de control del Separador trifásico, y con la filosofía de operación analizada de manera detallada, se listaron las señales requeridas para la integración en el PLC como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2. *Tabulación de señales requeridas para el proyecto*

Tipo de señal	*Direc. Lógica*	*Tag*	*Descripción*
Entrada Digital	I:0/0	FQIT-25104	Medidor de flujo de agua
	I:0/1	FQIT-25103	Medidor de flujo de crudo
	I:0/2	ZSO-25102	Confirmación de apertura de válvula Shutdown
	I:0/3	ZSC-25102	Confirmación de cierre de válvula Shutdown
	I:0/4	LSHH-25102	Switch de alto-alto nivel en el separador
	I:0/5	LSLL-25102	Switch de bajo-bajo nivel en el separador
	I:0/6	PSHH-25102	Switch de alta-alta presión en el separador
Salida Digital	O:0/0	ALM-25102	Alarma sonora
	O:0/8	SDY-25102	Activación salida válvula Shutdown
	O:0/9	SV-25104	Comando de regulación válvula solenoide PCV-25102
	O:0/10	SV-25103	Comando de regulación válvula solenoide LCV-25103
	O:0/11	SV-25102	Comando de regulación válvula solenoide LCV-25102
Entradas Analógicas	I:1.0	PIT-25102	Transmisor de presión del separador
	I:1.1	PIT-25103	Transmisor de presión línea salida de gas
	I:1.2	LIT-25103	Transmisor de nivel cámara de crudo
	I:1.3	LIT-25102	Transmisor de nivel cámara de agua - crudo
	I:2.0	TIT-25102	Transmisor de temperatura separador
	I:2.1	FIT-25102	Transmisor de flujo línea salida de gas
Salidas Analógicas	O:3.0	LCV-25102	Válvula de control de nivel línea de agua
	O:3.1	LCV-25103	Válvula de control de nivel línea de crudo

Tipo de señal	*Direc. Lógica*	*Tag*	*Descripción*
	O:3.2	PCV-25102	Válvula de control de presión línea de agua

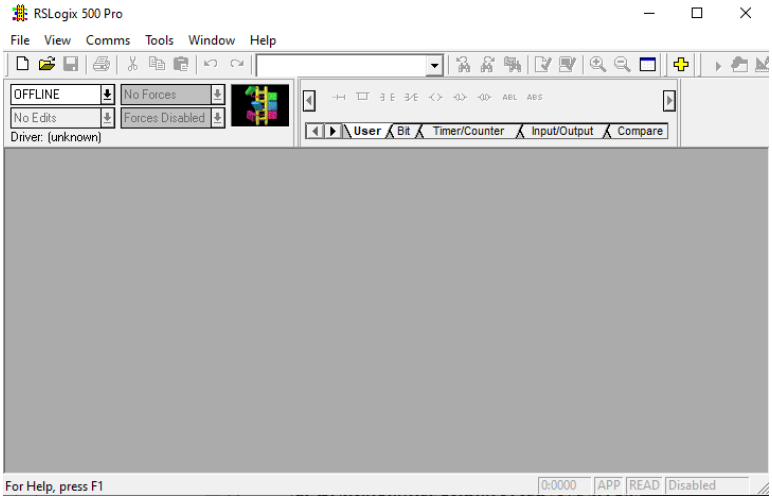
Como se observa, se requirió el uso de los diferentes canales para señales digitales y análogas de entrada y salida disponibles en el PLC Micrologix 1200.

5.3 Programación del PLC

Como se mencionó anteriormente, el software para programar los PLC de la familia Micrologix es el RSLogix 500. Esta herramienta presenta un entorno de desarrollo que permite crear lógica en lenguaje de programación Ladder, permitiendo implementar diversas instrucciones a nivel de bits, operaciones matemáticas complejas, control de lazo PID y movimiento de datos. Además, el árbol de programación contiene una estructura que ordena los diferentes tipos de datos (booleanos, entero, real, temporizadores, contadores, etc), para así personalizar las rutinas acordes a la necesidad.

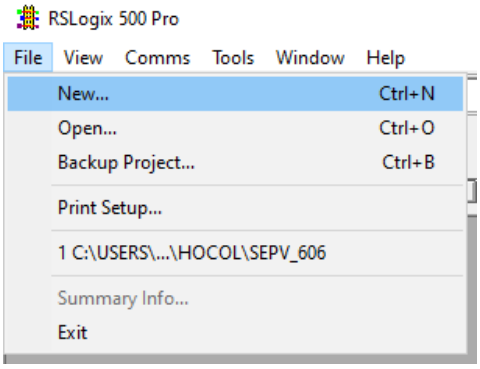
En primera instancia, se accede al software RSLogix 500 instalado en el equipo de cómputo para la creación de un nuevo proyecto. Se abrirá el ambiente de programación donde se tiene en la parte superior las opciones generales de administración de archivos, visualización, comunicación, herramientas y ayuda acerca del programa.

Figura 10. *Interfaz inicial del software RSLogix 500*



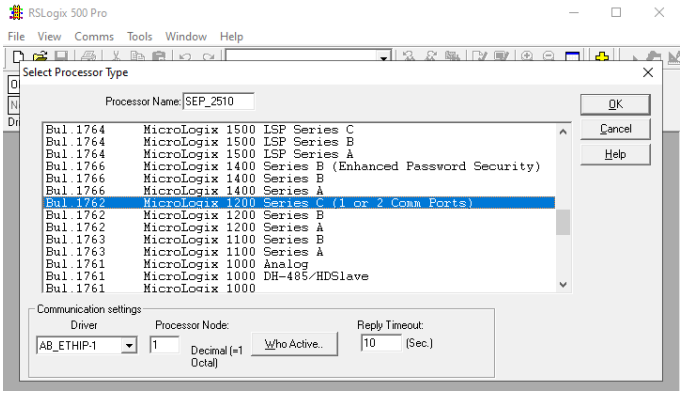
Para la creación de un nuevo proyecto, nos dirigimos a la parte superior izquierda en la opción “File” donde al dar click se ingresará a una ventana emergente donde seleccionamos el ítem “New”.

Figura 11. *Creación de un nuevo proyecto en RSLogix 500*



Al seleccionar el ítem mencionado, se abrirá una nueva ventana emergente que contiene el catálogo con las referencias de controladores que pueden ser programados en el RSLogix 500. En este punto, seleccionamos la referencia del PLC que trabajaremos.

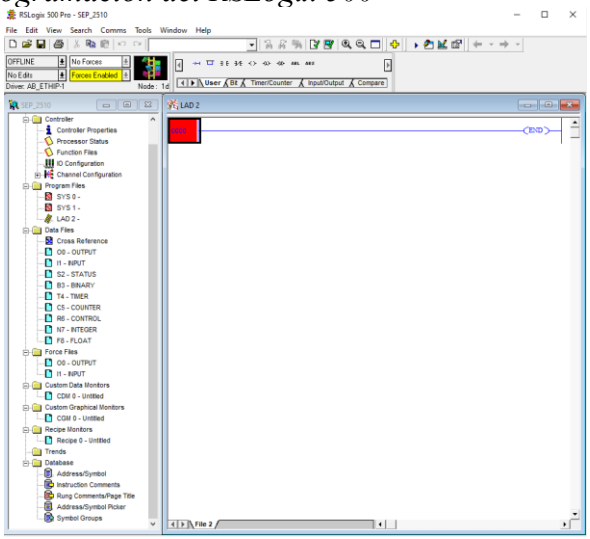
Figura 12. *Catálogo para selección del controlador*



Asignamos un nombre al Procesador, en este caso la etiqueta del separador SEP_25102, driver de comunicación el cual será por medio Ethernet y la asignación de nodo de manera predeterminada del procesador (ya que el PLC cuenta con comunicación Modbus serial RS-232 y RS-485 integrada). Se aceptan las configuraciones realizadas en el botón “OK”.

Por consiguiente, ya se tendrá disponible el espacio de trabajo para el desarrollo de la programación. En la parte izquierda, se tiene el árbol del proyecto el cual habilita opciones para configuración a nivel de controlador, archivos de programa, archivos de datos, tags de forzado y opciones personalizadas de configuración del sistema. En la parte derecha se tiene el espacio de diseño y desarrollo de lógicas en lenguaje Ladder.

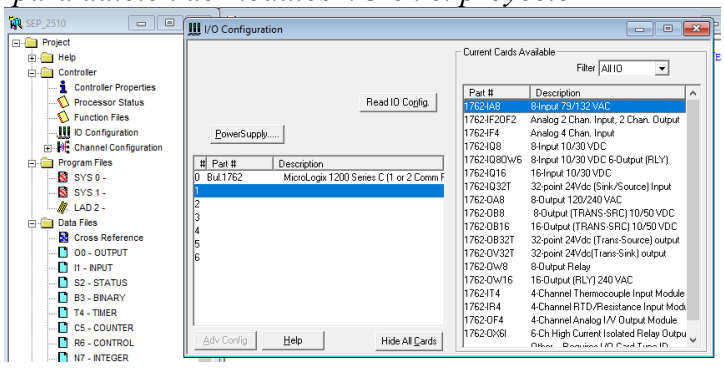
Figura 13. *Entorno de programación del RSLogix 500*



Cuando se crea un proyecto nuevo, tendremos en la carpeta del árbol del proyecto "Program Files" una rutina creada por defecto llamada "LAD 2" la cual es la rutina principal o Main, la cual llama a todas las rutinas diseñadas para el proceso específico.

Una vez verificado esto, debemos añadir en el proyecto los módulos de expansión I/O con los que cuenta el PLC. Para esto, accedemos a la opción "IO Configuration" ubicada en el árbol del proyecto.

Figura 14. *Catálogo para adición de módulos I/O en el proyecto*

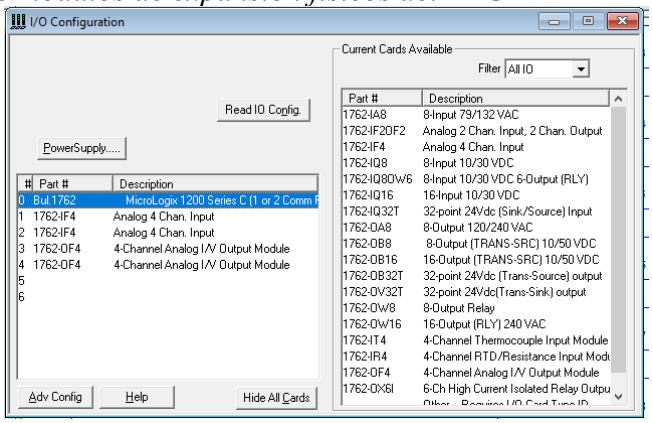


Se abrirá una ventana asistente de selección que cuenta en la sección derecha con el catálogo de módulos IO que pueden ser integrados al bus de comunicación del PLC. En la parte

izquierda de la ventana podremos observar en orden descendente el PLC junto con los módulos de expansión que se requieran, lo cual debe coincidir con la distribución física que se tenga en el gabinete de control.

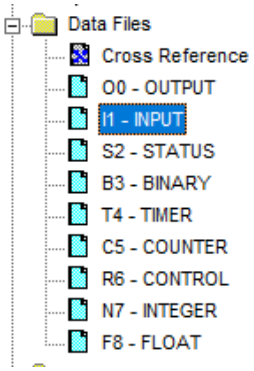
Para añadir un módulo a la posición específica, arrastramos con el cursor desde el listado del catálogo la referencia del módulo requerida hasta la posición de la izquierda que representa la distribución física del PLC. Al realizar este paso, nos debe mostrar tal como se observa en la siguiente figura.

Figura 15. *Inclusión de módulos de expansión físicos del PLC*



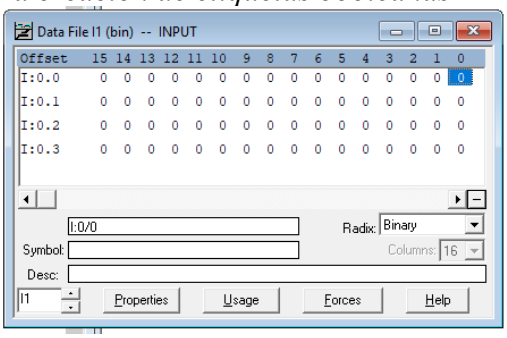
Una vez hecho esto, procedemos a verificar la carpeta “Data Files” contenida en el árbol del proyecto. Es allí donde podremos acceder para crear, configurar y personalizar las etiquetas del proyecto. Los subcomponentes de esta carpeta están creados por defecto y definidos por el tipo de dato, tal cual como se muestra en la siguiente figura.

Figura 16. *Archivos de datos del proyecto*



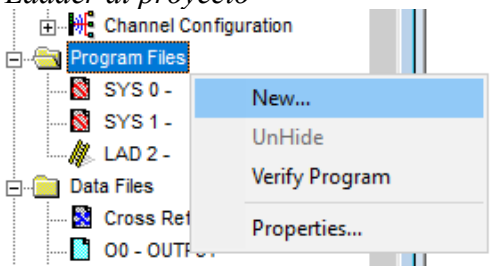
Identificamos así que para las entradas y salidas digitales físicas del PLC están definidos los archivos de datos llamados “OUTPUT” e “INPUT”, en los cuales al dar click se podrá ingresar al listado tabular de las asignaciones que se pueden programar para las señales digitales requeridas.

Figura 17. *Hoja de datos para creación de etiquetas booleanas*



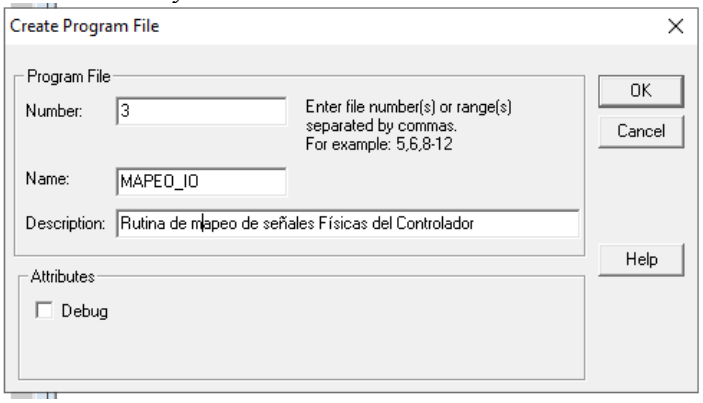
Similarmente para las señales analógicas que se requieran, tendremos que realizar la asignación personalizada en el archivo de datos, pero esta vez como tipo “INTEGER”. Al realizar este procedimiento previo, procedemos a la actividad de programación de la lógica de control. Iniciamos con la creación de una nueva rutina, dando click derecho a la carpeta “Program Files” y “New” como se muestra.

Figura 18. *Adición de rutina Ladder al proyecto*



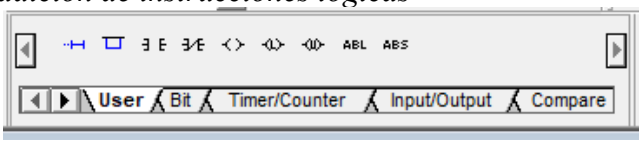
Se abrirá una nueva ventana la cual solicita el respectivo nombre y descripción del contenido que será programado en la rutina, en este caso el Mapeo de las señales provenientes de campo.

Figura 19. *Asignación de nombre y consecutivo en rutina Ladder*



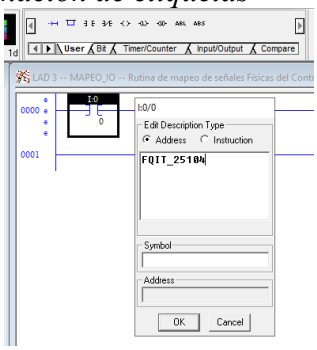
De igual manera se crean las demás rutinas que se requieran adicionales al proceso. En la rutina creada accedemos e iniciamos con el direccionamiento lógico y creación de etiquetas para el mapeo, lectura y escritura de señales analógicas y digitales conforme a la tabulación de señales mencionadas anteriormente. Para incluir las múltiples instrucciones en la lógica, se accede a banner superior del entorno de programación donde se presentan las diferentes categorías de funcionalidades a nivel de bits, datos enteros o reales, temporizadores, contadores entre otros.

Figura 20. *Menú para adición de instrucciones lógicas*



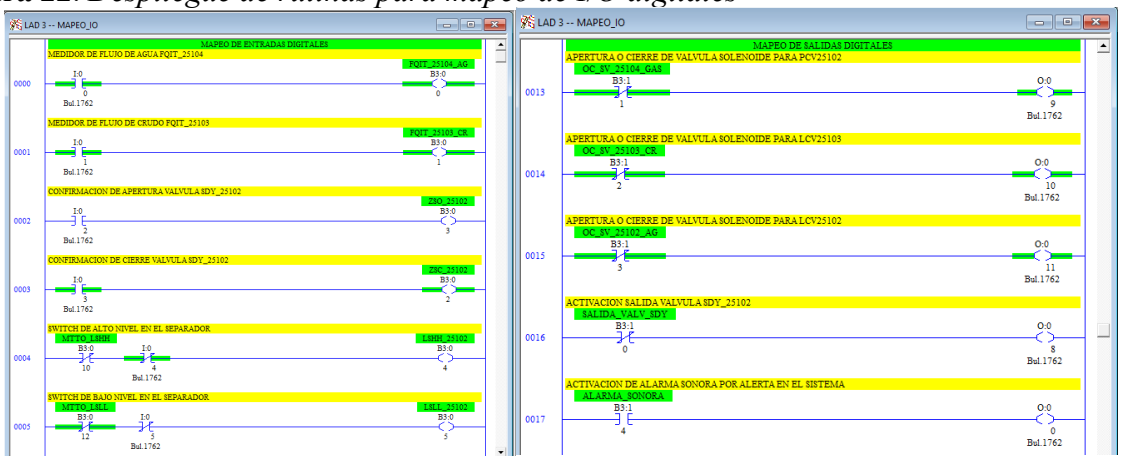
De esta manera, para añadir una nueva instrucción en un rung del código, seleccionamos con el cursor y arrastramos a la hoja ladder. Para la descripción los elementos añadidos en la rutina, procedemos a dar doble click en la instrucción para asignar el direccionamiento y el respectivo comentario.

Figura 21. *Direccionamiento y asignación de etiquetas*



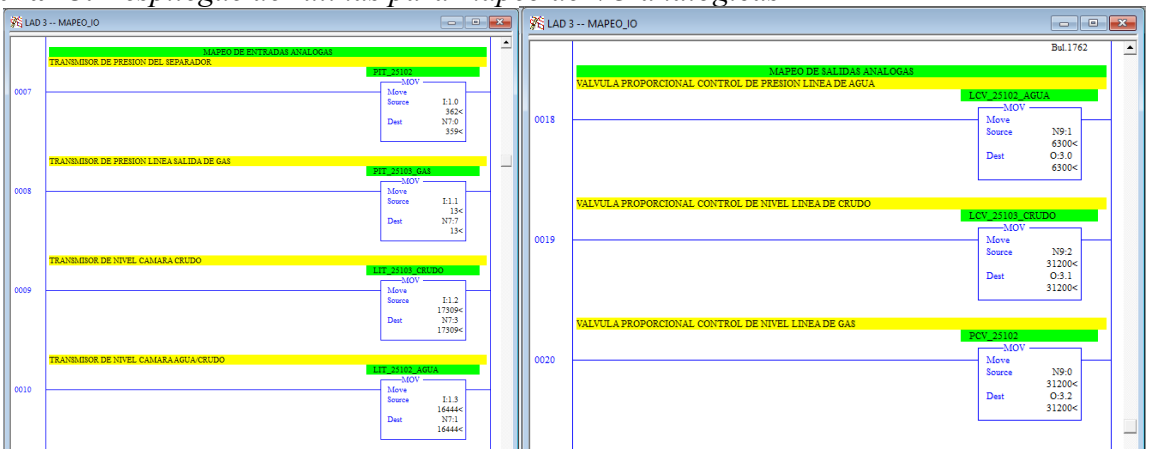
Una vez mapeadas las señales digitales de entrada, deben quedar direccionadas y comentadas para llevar un programa ordenado y de fácil comprensión para temas de mantenimiento a futuro. Para el caso del mapeo de las salidas digitales se realiza el mismo proceso, pero esta vez direccionando el tag físico de la salida a la bobina del respectivo rung o línea de código.

Figura 22. *Despliegue de rutinas para mapeo de I/O digitales*



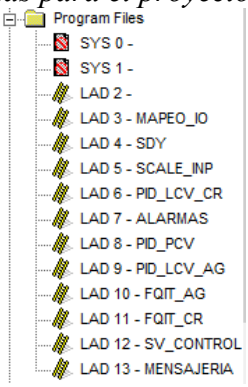
Para el caso de las señales analógicas de entrada y salida debemos asignarlas para almacenamiento en datos de memoria tipo entero (INT), teniendo en cuenta que la lectura de entrada 4 – 20 mA estará siendo representada en un valor de ingeniería con una resolución de tipo entero que va desde 0 hasta 16380. Para el mapeo de estas señales utilizamos la instrucción MOV, la cual transfiere el dato de campo a un valor de ingeniería que almacena el controlador dentro del rango mencionado. Para el caso de las salidas analógicas, la resolución en bits con respecto a las entradas se duplica, por lo cual el valor de ingeniería calculado por el PLC está en el rango de 0 a 31200, el cual se interpreta físicamente con la lectura en un multímetro de 4 – 20 mA.

Figura 23. *Despliegue de rutinas para mapeo de I/O analógicas*



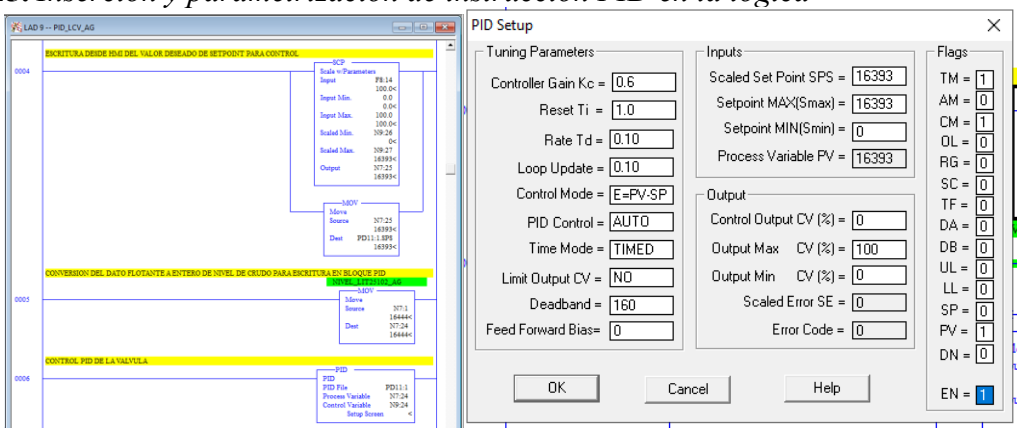
Luego de realizar el mapeo de las señales, se procede con el desarrollo de las lógicas de control, despliegue de matriz causa – efecto y rutinas de alarmas e interlocks del sistema conforme a la filosofía de operación.

Figura 24. *Rutinas Ladder desarrolladas para el proyecto*



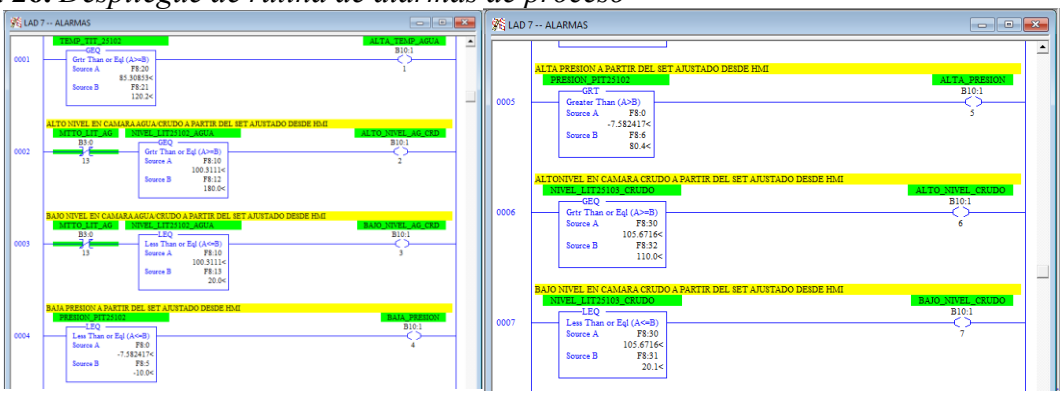
Uno de los desarrollos de rutinas realizadas en la lógica del PLC comprendió la implementación del bloque para control PID a partir de los niveles de la cámara agua – crudo, cámara de crudo y presión en la línea de salida de gas; donde se regula la apertura y cierre de las válvulas proporcionales LCV-25102, LCV-25103 y PCV-25102 respectivamente. Para la parametrización de la instrucción PID, asignamos diferentes parámetros como las constantes Proporcional, integral y derivativa. El modo de control a lazo cerrado, el cual representa el error como la diferencia entre la variable de proceso y el setpoint asignado (E = PV – SP). La instrucción escala el setpoint ingresado (desde HMI) en valores de ingeniería comprendido en el rango de 0 – 16393, de igual manera el valor de la variable de proceso (PV). Para la salida de control (CV), arroja un valor en porcentaje el cual se escala en los valores de ingeniería mencionados para las salidas analógicas.

Figura 25. *Inserción y parametrización de instrucción PID en la lógica*



Por otra parte, para el desarrollo de la lógica de alarmas del sistema se tuvo en cuenta las condiciones de Alto y Bajo en las mediciones que se presenten en la instrumentación asociada (Presión, nivel y temperatura). Dichas condiciones serán parametrizables desde la interfaz HMI, donde podremos asignar los rangos de medición y ajustar los sets de las alarmas de acuerdo con las condiciones del proceso y de la filosofía de control.

Figura 26. *Despliegue de rutina de alarmas de proceso*



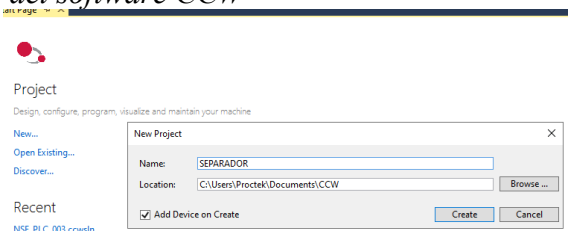
Una vez realizada la programación en el PLC, procedemos con las actividades de programación del aplicativo HMI.

5.4 Programación de HMI

Para el desarrollo del sistema de visualización se implementará, como se mencionó anteriormente, el Panel View 800 (Referencia 2711R-T7T). La herramienta de programación de este equipo es el software *Connected Components Workbench* (CCW). Es una plataforma moderna de *Rockwell Automation* diseñada para equipos compactos (PLC Micro800, *PanelView* 800, variadores Powerflex, etc.). El entorno de programación del software permite el diseño gráfico de pantallas, manejo personalizado de variables (*tags*), manejo de alarmas de proceso y creación de tendencias en tiempo real.

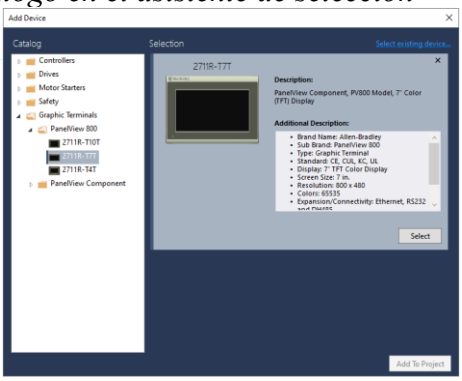
Para la creación del proyecto, iniciamos lanzando el asistente del CCW para incluir un nuevo proyecto al cual nombraremos SEPARADOR. Damos click en la opción "*New*" la cual nos abre una ventana emergente para asignar el respectivo nombre.

Figura 27. *Interfaz inicial del software CCW*



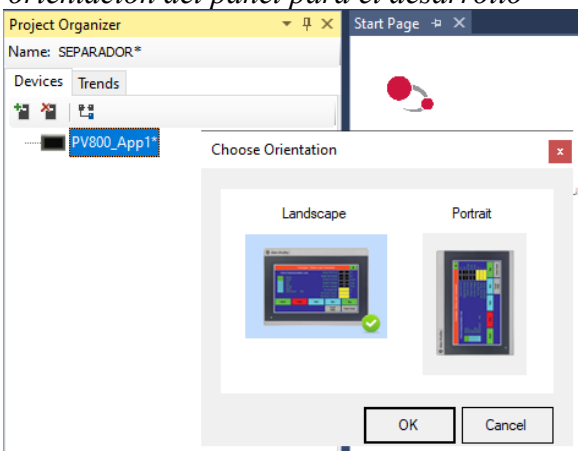
Al pulsar el botón "*Create*", nos dirige a un asistente de catálogo para seleccionar el panel que implementaremos en el proyecto. En ese punto, como se muestra en la ilustración, desplegamos la carpeta "*Graphic Terminals*" la cual contiene las referencias soportadas por el software, luego desplegamos la carpeta "*PanelView 800*" y seleccionamos la referencia mencionada para el panel.

Figura 28. *Despliegue de catálogo en el asistente de selección*



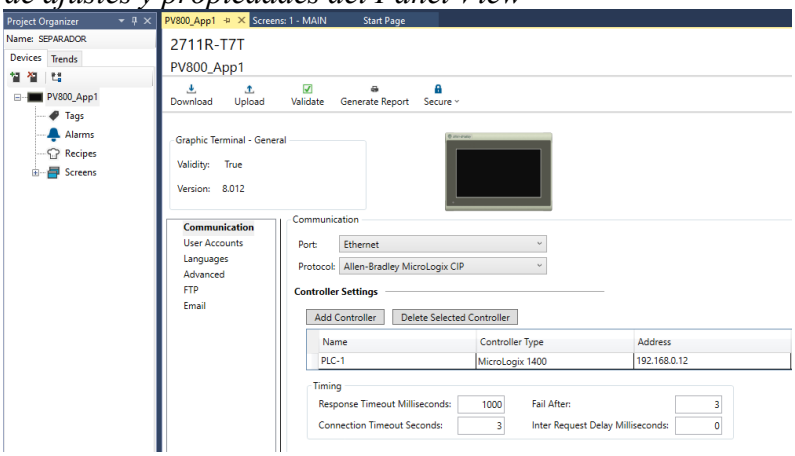
Observamos que presenta una descripción de las características del equipo, pulsamos el botón "*Select*" y luego "*Add To Project*". Al hacer esto, el aplicativo nos solicitará seleccionar la disposición destinada para la pantalla donde seleccionaremos la opción "*Landscape*".

Figura 29. *Asignación de orientación del panel para el desarrollo*



Al realizar esto, se habilitará la sección del organizador del proyecto en el entorno de programación del CCW. Como primer paso damos click sobre el panel creado para el proyecto donde se desplegará el menú de ajustes de red y direccionamiento que tendrá el PLC Micrologix con el cual se va a comunicar.

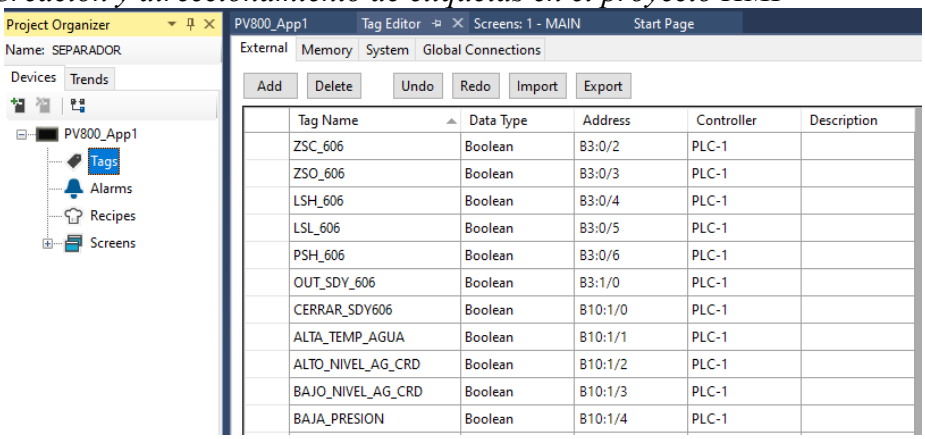
Figura 30. *Menú de ajustes y propiedades del Panel View*



Se observa en la parte superior las opciones de descarga (Software hacia HMI), carga (HMI hacia Software), validación o compilación del proyecto, generación de reporte y una sección de seguridad para restringir con contraseña el acceso al desarrollo realizado. En el apartado "*communication*" damos click y realizamos los ajustes mostrados para establecimiento de la comunicación con el controlador. Se configura el protocolo de comunicación en el puerto Ethernet y se crea el tipo de controlador junto con la respectiva dirección IP.

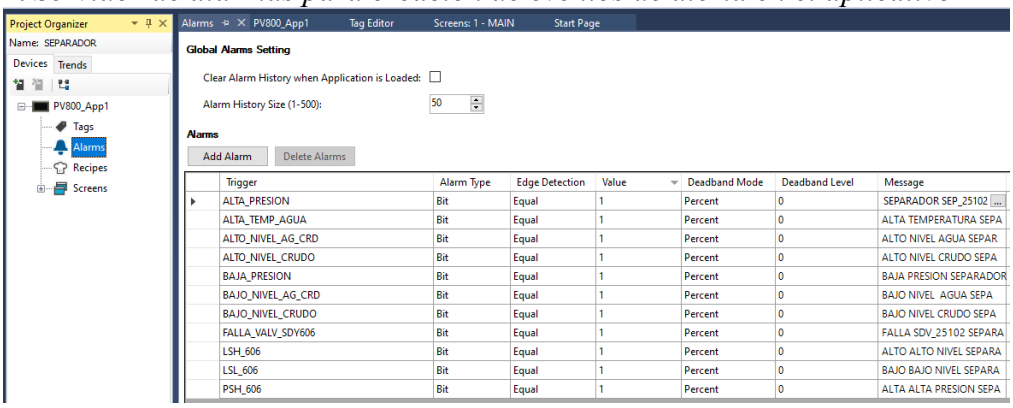
Por otro lado, la opción de *Tags* nos permite crear las etiquetas de proyecto que van a ser usadas para los despliegues como mímicos, tendencias, estados de equipos, mostrar y ajustar variables.

Figura 31. *Creación y direccionamiento de etiquetas en el proyecto HMI*



Como se observa, podemos crear y personalizar las etiquetas requeridas, teniendo en cuenta que en la columna *Address* debe ser la misma que el direccionamiento usado en el PLC y por supuesto coincidir con el tipo de dato (booleano, entero, real, etc). En este caso se asignaron en total 86 tags para direccionamiento en la creación de las pantallas. En la opción de Alarmas realizamos la adición de las condiciones de alerta que fueron programadas en el PLC.

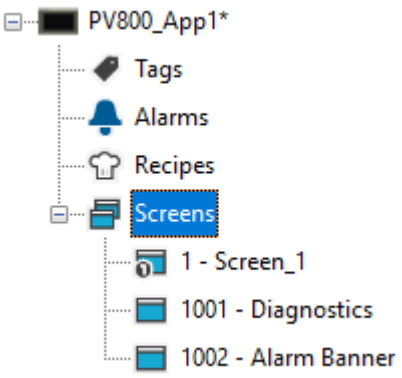
Figura 32. *Servidor de alarmas para creación de eventos de alerta en el aplicativo*



Trigger	Alarm Type	Edge Detection	Value	Deadband Mode	Deadband Level	Message
ALTA_PRESION	Bit	Equal	1	Percent	0	SEPARADOR SEP_25102
ALTA_TEMP_AGUA	Bit	Equal	1	Percent	0	ALTA TEMPERATURA SEPA
ALTO_NIVEL_AG_CRD	Bit	Equal	1	Percent	0	ALTO NIVEL AGUA SEPAR
ALTO_NIVEL_CRUDO	Bit	Equal	1	Percent	0	ALTO NIVEL CRUDO SEPA
BAJA_PRESION	Bit	Equal	1	Percent	0	BAJA PRESION SEPARADOR
BAJO_NIVEL_AG_CRD	Bit	Equal	1	Percent	0	BAJO NIVEL AGUA SEPA
BAJO_NIVEL_CRUDO	Bit	Equal	1	Percent	0	BAJO NIVEL CRUDO SEPA
FALLA_VALV_SDY606	Bit	Equal	1	Percent	0	FALLA SDV_25102 SEPARA
LSH_606	Bit	Equal	1	Percent	0	ALTO ALTO NIVEL SEPARA
LSL_606	Bit	Equal	1	Percent	0	BAJO BAJO NIVEL SEPARA
PSH_606	Bit	Equal	1	Percent	0	ALTA ALTA PRESION SEPA

Como se observa, se asocian los tags creados con la columna Trigger de la tabla, donde al activarse una condición de alerta, se arrojará el respectivo mensaje de alarma en el aplicativo HMI para que el usuario tome las acciones pertinentes. De otro lado, el organizador de proyecto incluye una carpeta llamada "*screens*" donde se alojarán todos los despliegues que desarrollemos.

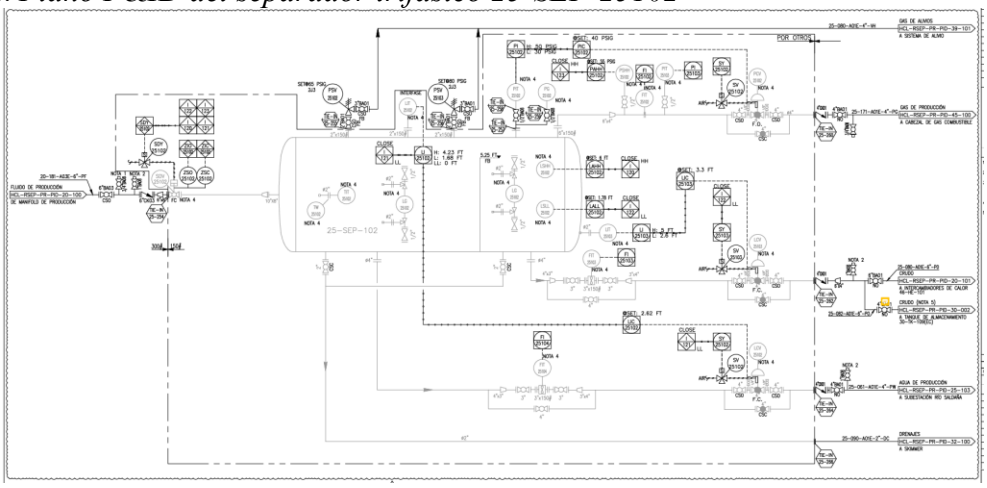
Figura 33. *Sección para creación y despliegue de pantallas desarrolladas en el proyecto*



Por defecto, el proyecto crea tres pantallas. Una configurada como principal, lo cual indica que al ejecutar el aplicativo en el Panel será esta pantalla la que abrirá como inicial. Además, se muestran las pantallas "*Diagnostics"* (destinada a arrojar alarmas de diagnóstico de funcionamiento y pérdida de comunicación) y "*Alarm Banner*", la cual desplegará las alarmas del sistema creadas anteriormente.

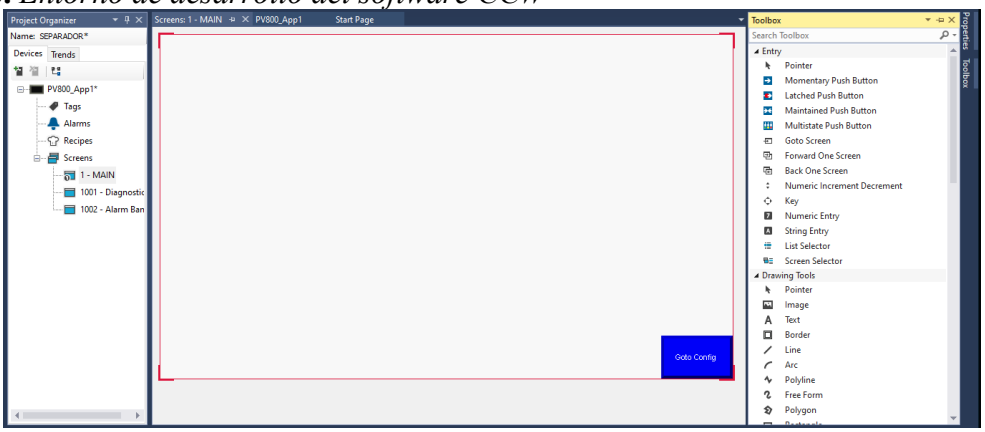
Una vez realizado el proceso previo, iniciamos con el desarrollo de mímicos. Como paso inicial verificamos la distribución de los instrumentos de acuerdo con el plano P&ID suministrado para realizar la analogía similar en los gráficos de la HMI.

Figura 34. *Plano P&ID del separador trifásico 25-SEP-25102*



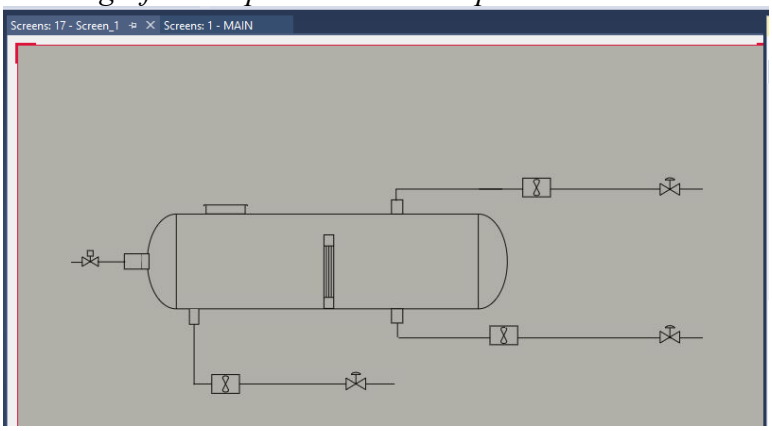
A partir del plano P&ID, partimos con el diseño. Abrimos la pantalla "*Screen_1*" dando doble click. Como primer paso, la vamos a renombrar como "MAIN", siendo esta la pantalla inicial del aplicativo.

Figura 35. *Entorno de desarrollo del software CCW*



Observamos que se abre la pantalla creada como un archivo en blanco para iniciar con la adición de objetos. Podemos ver en la sección derecha del entorno de desarrollo el *Toolbox* o caja de herramientas la cual contiene todos los elementos de animación necesarios para el aplicativo como botonería, entradas numéricas, pantallas numéricas, herramientas de dibujo, elementos de visualización y opciones avanzadas de configuración de usuarios. Para la creación del esquemático que asemeja al separador hacemos uso de las herramientas de dibujo, incluyendo líneas, rectángulos, textos y círculos.

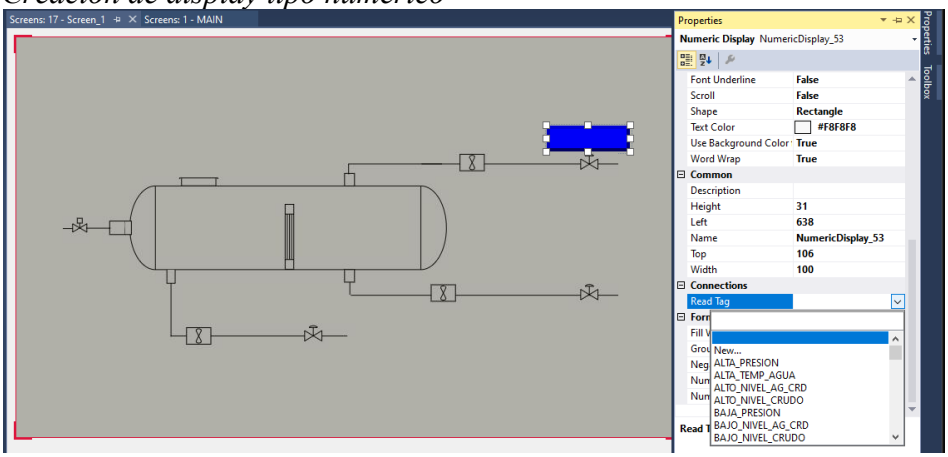
Figura 36. *Desarrollo de gráfico del proceso acorde a plano P&ID*



Ahora para la creación de un elemento de visualización como un *display* numérico, arrastramos desde la *Toolbox* el ítem *"Numeric Display"* hacia la pantalla que estamos editando.

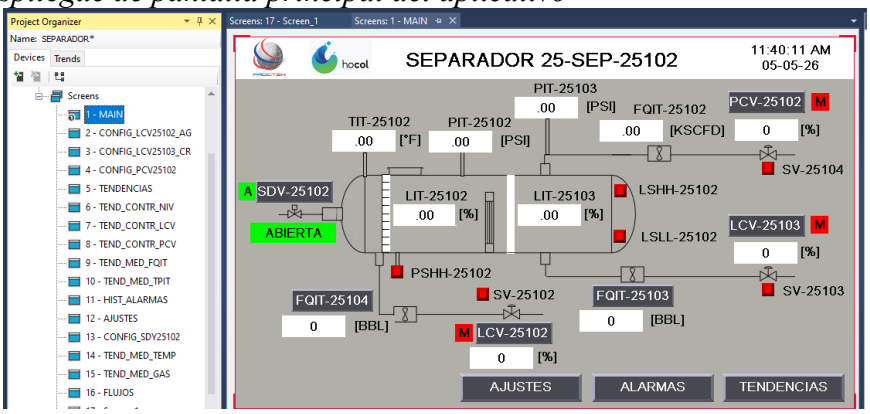
Una vez incluido en pantalla, nos dirigimos hacia *"Properties"* ubicado en la parte derecha del programa para configurar diferentes propiedades del objeto como color de fondo, tamaño de fuente, tipo de letra y texto, dimensiones y comunicación para enlace del objeto con el tag que va a ser consultado.

Figura 37. *Creación de display tipo numérico*



De igual manera, para cualquier objeto a incluir se deben realizar los mismos ajustes de color, texto, forma y comunicación con el tag asociado al control. Una vez personalizado el diseño acorde a la información que se requiere monitorear, tenemos el despliegue de la pantalla principal del separador trifásico como se muestra.

Figura 38. *Despliegue de pantalla principal del aplicativo*



Se observa que se implementó escala de grises para el esquemático y objetos de control asociados al monitoreo, teniendo en cuenta el estándar manejado por el cliente. En total, fueron creadas 16 pantallas en el aplicativo para navegación, configuración y monitoreo. En la parte superior de cada pantalla se cuenta con los logos de la empresa ejecutante y el cliente junto con el nombre del proceso mostrado y el dato fecha/hora.

5.5 Sintonización de los lazos de control PID

5.5.1 Objetivo de la sintonización

Con el propósito de garantizar una respuesta estable y adecuada de las variables críticas del separador trifásico 25-SEP-25102, se realizó la sintonización de los tres lazos de control PID implementados en el PLC. Los lazos fueron definidos de acuerdo con la filosofía de control del proceso y están asociados a las variables de presión y nivel del separador. La configuración de los lazos se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 3. *Lazos PID del sistema*

Lazo	*Variable de proceso*	*Elemento de control*	*Variable controlada*
PIC-25103	PIT-25103 – Presión de Salida de Gas	PCV-25102	Presión de salida de gas
LIC-25102	LIT-25102 – Nivel cámara Agua - Crudo	LCV-25102	Nivel de agua
LIC-25103	LIT-25103 – Nivel cámara de crudo	LCV-25103	Nivel de crudo

Para la determinación de los parámetros de control se utilizó el software especializado *Loop-Pro Tuner*, mediante la adquisición de datos del proceso, realización de pruebas dinámicas,

identificación del comportamiento de cada lazo y cálculo de los parámetros de sintonización. LOOP-PRO utiliza una metodología de cinco etapas que comprende selección del lazo, adquisición de datos, ajuste del modelo, cálculo de la sintonización e implementación y prueba.

5.5.2 Preparación previa a la sintonización

Antes de iniciar las pruebas dinámicas se verificaron las condiciones de operación del sistema, con el objetivo de evitar que una modificación de los parámetros PID afectara las condiciones seguras del proceso. Las actividades realizadas fueron:

- *Verificación de la instrumentación:* Se comprobó que los transmisores PIT-25103, LIT-25102 y LIT-25103 presentaran señales estables y correctamente escaladas en el PLC.
- *Verificación de los elementos finales de control:* Se comprobó el correcto funcionamiento de los actuadores PCV-25102, LCV-25102 y LCV-25103. Se verificó que las válvulas respondieran proporcionalmente a la señal de salida del controlador.
- *Verificación de la configuración del bloque PID:* Se confirmó la correcta asignación de PV, SP, CV, acción del controlador, límites de salida, tiempo de muestreo y parámetros iniciales de control. En el desarrollo del proyecto, la instrucción PID recibió el valor de proceso y el setpoint, calculó el error y generó una salida de control en porcentaje que posteriormente es escalada para las salidas analógicas.
- *Verificación de condiciones de operación:* Se verificó que el separador se encontrara operando dentro de condiciones normales y que no existieran alarmas, interlocks o condiciones de shutdown activas que pudieran interferir con la prueba.
- *Establecimiento del punto inicial de operación*: Para cada lazo se seleccionó un punto de

operación representativo de las condiciones normales del proceso. El setpoint se mantuvo próximo al valor normalmente utilizado durante la operación.

5.5.3 Conexión y configuración de LOOP-PRO TUNER

El procedimiento de sintonización se realizó mediante la conexión de *Loop-Pro Tuner* al sistema de control, permitiendo adquirir en tiempo real las variables asociadas al lazo.

La metodología utilizada comprende cinco etapas: *1. Selección del lazo → 2. Adquisición de datos → 3. Identificación del modelo → 4. Cálculo de parámetros → 5. Implementación y prueba.*

Este flujo corresponde a la metodología definida por el fabricante para la sintonización de lazos PID.

- *Selección del lazo de control***:** Para cada prueba se identificó el bloque PID correspondiente y se verificó que las variables mostradas por el software coincidieran con las variables reales del proceso. Se verificaron principalmente: PV: variable de proceso, SP: setpoint, CV: salida del controlador, estado del controlador y modo de operación. La identificación correcta del lazo fue fundamental para garantizar que las modificaciones realizadas correspondieran al controlador seleccionado y no a otro lazo del sistema.
- *Adquisición de datos y prueba dinámica:* Una vez seleccionado el lazo, se inició la adquisición de datos de PV, SP y salida del controlador. Para obtener información suficiente sobre la dinámica del proceso se realizó una prueba mediante la aplicación de pequeñas variaciones controladas sobre la variable manipulada o el setpoint. El objetivo fue generar una respuesta suficientemente representativa del proceso, de manera que el cambio de la variable de proceso fuera claramente superior al ruido natural de la señal. Loop-Pro recomienda que la prueba genere

una respuesta dinámica claramente observable para permitir la identificación del comportamiento del proceso. No se recomienda utilizar un cambio excesivamente grande, ya que podría sacar al proceso de sus condiciones normales de operación o generar una condición insegura.

- *Identificación del comportamiento del proceso:* Con los datos obtenidos durante la prueba dinámica, *Loop-Pro Tuner* realizó el ajuste de un modelo matemático que representa el comportamiento del proceso. En esta etapa se analizaron parámetros como ganancia del proceso, tiempo muerto, constante de tiempo, comportamiento integrante o no integrante y calidad del ajuste del modelo.
- *Cálculo de los parámetros PID:* Una vez obtenido un modelo representativo del proceso, se procedió a calcular los parámetros de sintonización. Los parámetros considerados fueron: ganancia proporcional (Kc), tiempo integral (Ti) y tiempo derivativo (Td). El software permite modificar el nivel de agresividad de la sintonización mediante el ajuste entre una respuesta más rápida y una respuesta más conservadora. La selección se realizó considerando la dinámica y criticidad de cada variable de proceso. Para este proyecto se priorizó una respuesta que permitiera evitar movimientos excesivos de las válvulas y garantizar una recuperación adecuada ante perturbaciones.
- *Implementación y prueba:* a partir de los parámetros calculados por el *Loop-Pro Tuner*, se procedió a ajustar estos valores en la lógica de control y verificar con pruebas funcionales en modo automático la respuesta de apertura y cierre proporcional de las válvulas de acuerdo con los cambios de las variables de proceso generadas de manera natural por el sistema de separación.

En el caso de la sintonización del lazo de presión de gas, el criterio principal de aceptación fue obtener una regulación estable de la presión, evitando movimientos excesivos de la PCV-25102 y manteniendo la variable dentro de las condiciones operativas establecidas.

En el caso de la sintonización del lazo de nivel de agua - crudo, se prestó especial atención a la estabilidad de la variable y a evitar movimientos innecesarios de la válvula.

Y para el caso de la sintonización del lazo de nivel de crudo, el criterio de aceptación consistió en mantener el nivel de crudo próximo al setpoint, evitando oscilaciones sostenidas y movimientos excesivos de la válvula LCV-25103.

5.5.4 Implementación y validación de los parámetros

Los parámetros obtenidos para cada lazo se registran en la siguiente tabla:

Tabla 4. *Parámetros PID implementados*

Lazo	*Kc*	*Ti*	*Td*	*Resultado*
PIC-25103	5.6	1.0	0.0	Estable
LIC-25102	8.4	0.8	0.0	Estable
LIC-25103	12.3	0.5	0.0	Estable

Figura 39. *Parámetros PID lazo LIC-25103*

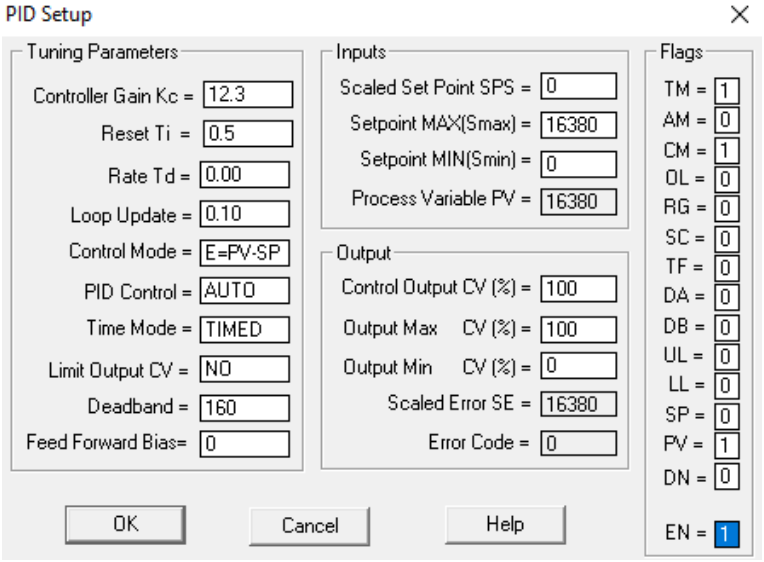


Figura 40. *Parámetros PID lazo PIC-25103*

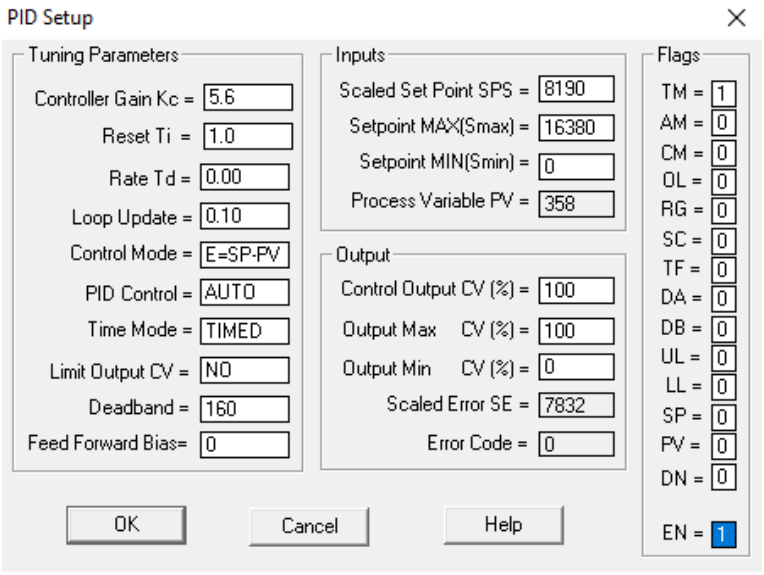
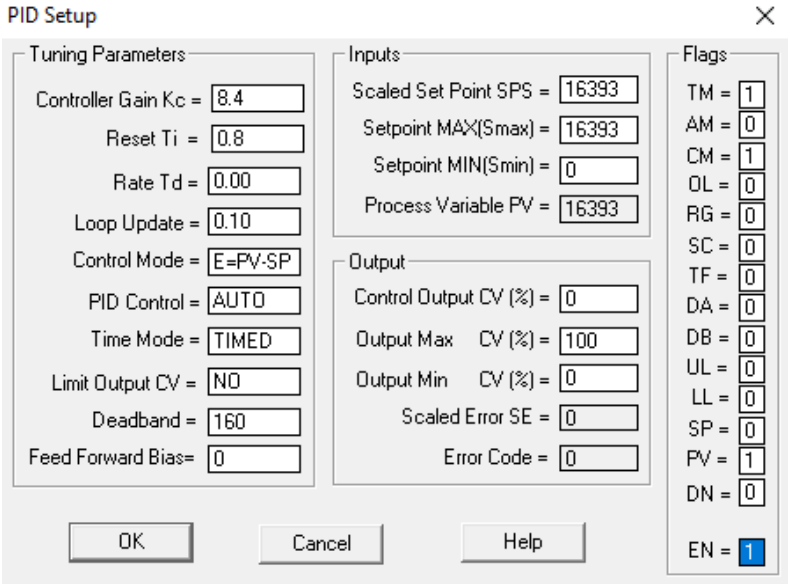


Figura 41. *Parámetros PID lazo LIC-25102*



La sintonización de los tres lazos se consideró satisfactoria cuando se verificaron las siguientes condiciones:

- La variable de proceso permaneció estable alrededor del setpoint.
- No se presentaron oscilaciones sostenidas.

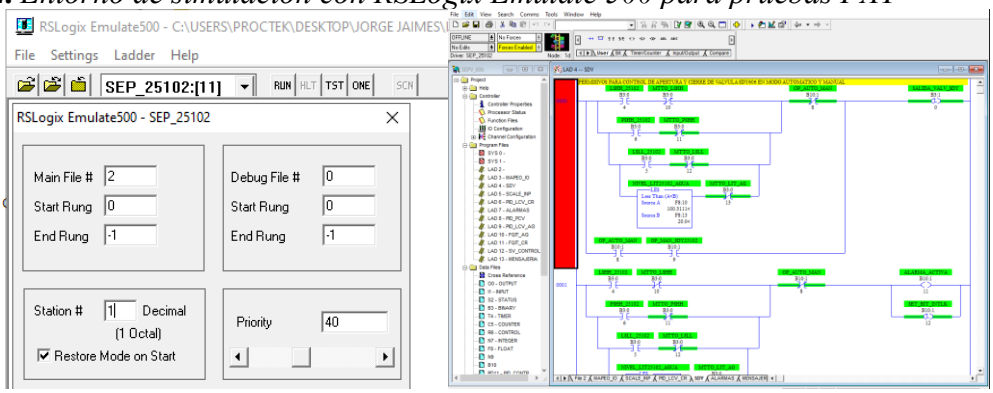
- El tiempo de recuperación fue adecuado para la dinámica de cada variable.
- Las válvulas de control presentaron una respuesta proporcional y estable.
- La respuesta del proceso fue consistente ante cambios controlados del setpoint.
- Los tres lazos pudieron operar simultáneamente bajo condiciones normales del separador.

Finalmente, se realizó el seguimiento de los tres lazos en operación automática. Las tendencias obtenidas permitieron verificar un comportamiento estable de las variables críticas de presión y nivel, complementando las pruebas funcionales realizadas durante el comisionamiento.

5.5 Desarrollo de pruebas FAT

El software RSLogix 500 cuenta con un ambiente de simulación para lógicas de control. Esto se puede mediante el uso de un complemento llamado RSLogix Emulate 500, el cual funciona como una tarjeta de comunicación virtual del PLC Micrologix que permite ejecutar pruebas funcionales de rutinas de control. Por tanto, se llevó a cabo el cargue del programa en el entorno de simulación para: verificación de secuencia de operaciones acorde a las condiciones del proceso, forzar señales de entrada, realizar el escalamiento de señales analógicas y garantizar una compilación correcta del proyecto desarrollado.

Figura 42. *Entorno de simulación con RSLogix Emulate 500 para pruebas FAT*



La simulación llevada a cabo permitió corroborar las lógicas de programación planteadas para el funcionamiento del separador trifásico y realizar la trazabilidad en el cumplimiento de las acciones de elementos finales de control (Válvulas proporcionales y Shutdown) a partir de las condiciones de proceso acorde con la matriz causa – efecto.

5.6 Comisionamiento y pruebas funcionales

Se llevó a cabo servicio en campo para comisionamiento de equipos de control, la instrumentación (con acompañamiento de personal técnico) asociado al sistema 25-SEP-25102 y puesta en marcha del separador trifásico. Como paso inicial, se asistió al gabinete de control para verificar el estado operativo de los equipos y por consiguiente configurar el direccionamiento de la red de control (PLC y HMI) en los segmentos permitidos por el cliente.

Tabla 5. *Configuraciones de red asignada a los equipos de control*

Equipo	*IP*	*Sbmk*	*Gtw*
PLC Micrologix 1200	192.168.0.12	255.255.255.0	192.168.0.1
HMI PanelView 800	192.168.0.13	255.255.255.0	192.168.0.1

Figura 43. *Ajustes de red de comunicación en equipos PLC y HMI*



Una vez realizada la actividad, se procedió a ejecutar el cargue de los programas al PLC y HMI e iniciar a revisar y corregir de ser necesario direccionamiento de señales en la lógica del PLC. Una vez verificada la descarga de los programas en los equipos, no se diagnostican fallas activas o mensajes de error de diagnóstico y se observan datos de lectura desde el terminal HMI. Por lo cual la comunicación con el PLC se estableció y la actividad es exitosa.

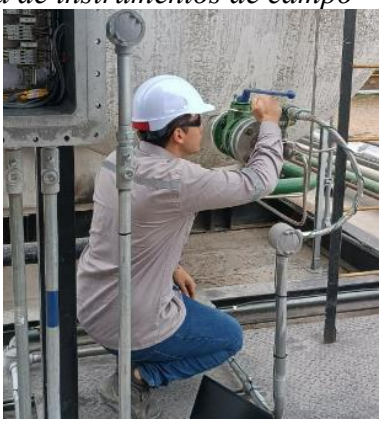
Figura 44. *Carga de programas a PLC y HMI*



Cerrado el tema de comunicación de red y descarga de programas, iniciamos con pruebas iniciales de lazo para la instrumentación asociada. Con el apoyo de personal técnico, se realiza la parametrización de equipos, ajustes de escalamiento y verificaciones de lectura y escritura en

lógica a partir del forzado de canales físicos del PLC. La verificación de todas las señales fue exitosa y se ajustaron en la lógica del PLC los rangos mínimos y máximos de lectura de señales analógicas como las provenientes de los transmisores, con objetivo de obtener la misma lectura tanto en la HMI como en el display local de cada instrumento.

Figura 45. *Verificación de lectura de instrumentos de campo*



A partir de esto, se realiza el pre comisionamiento de toda la instrumentación y equipos de control. Se llevó a cabo verificación de estado físico de los equipos. En los transmisores se revisó la medición y parametrización de estos para confirmar la lectura correcta en la lógica del PLC. En los switches de nivel y presión se forzó el accionamiento en campo de acuerdo con la variación del nivel interno del separador para así verificar el bit de activación en el canal de entrada digital. Para el caso del bloque de válvulas proporcionales, se realizaron pruebas de apertura y cierre gradual de 0 – 100% y viceversa. En el caso de la válvula Shutdown se ejecutó forzado de salida digital para accionamiento del actuador, verificando la ejecución abrir – transición - cerrar.

Figura 46. *Pruebas en modo automático y manual de válvulas de control y shutdown*



Realizada la actividad, se prosiguió con el apoyo y seguimiento para la configuración del aplicativo HMI y la ejecución de las pruebas funcionales del sistema. Se realiza sintonización de los lazos de control PID acorde a las condiciones reales del proceso, evaluando el comportamiento de la acción de control mediante la variación de las constantes del sistema y a partir de esto lograr una regulación adecuada de cada una de las válvulas, corto tiempo de respuesta y estabilidad en el sistema.

6. Resultados

Tras la puesta en marcha, se realizó el seguimiento del sistema operando en modo automático, se obtienen tendencias estables de niveles, temperatura y presión donde se presenta el estado del sistema en condiciones normales y ante las eventualidades presentadas se evidenció el control de los actuadores efectuado por el PLC. Entre otras observaciones importantes acerca de la mejora del proceso, se listan las siguientes:

- La implementación de estrategias de control PID permitieron reducir las variaciones bruscas en las variables críticas del proceso, mejorando la estabilidad operacional del separador trifásico.
- La automatización disminuyó significativamente la necesidad de intervención manual del operador en las maniobras de control del separador. Así mismo, se obtuvo la mejora para

solución ante eventos de alerta del sistema, ya que antes el operador debía detectar manualmente la falla y ahora el sistema detecta automáticamente.

- La integración de alarmas, interlocks y rutinas de shutdown incrementó la seguridad operativa del sistema ante condiciones anormales de presión y nivel. De igual manera, el sistema de control implementado aumentó la confiabilidad operacional del sistema al permitir monitoreo continuo y diagnóstico rápido de fallas.
- El aplicativo HMI desarrollado permitió visualizar tendencias, gestionar alarmas y monitorear variables críticas del proceso desde una interfaz gráfica intuitiva. En cuanto al proceso general de separación, se logró controlar y disminuir el tiempo de respuesta ante fallas mediante la visualización en tiempo real y la generación automática de alarmas.
- La integración entre PLC y HMI mediante comunicación Ethernet/IP fue estable durante las pruebas FAT, SAT y puesta en marcha.
- Las pruebas de lazo permitieron validar el correcto funcionamiento y escalamiento de las señales analógicas y digitales asociadas al proceso.
- La operación remota desde HMI redujo la exposición del operador a zonas de riesgo y condiciones peligrosas del proceso.
- La generación de alarmas y diagnósticos permitió identificar fallas de manera más rápida y eficiente.
- La arquitectura implementada permite futuras ampliaciones e integración de nuevas señales y estrategias de control.
- En cuanto a mejora en productividad, se reportaron los siguientes datos comparativos respecto al proceso de separación primaria de crudo con el cual contaban inicialmente.

Tabla 6. *Comparativo de producción tras la automatización del proceso*

INDICADORES DE PROCESO/DÍA	*BOPD*	*BWPD*	*MMSCFD*
Equipo de separación	*(crudo)*	*(agua)*	*(gas)*
SEP-100/101 (Inicial sin automatización)	786	65	193
25-SEP-25102 (Automatizado)	1674	89	258

La información tabulada fue suministrada por parte del personal de operaciones, donde se presentan las cifras de producción/día promedio tras la implementación y el funcionamiento del sistema 25-SEP-25102. Como se observa, estos resultados evidencian que la integración de estrategias de control automático, monitoreo en tiempo real y regulación mediante lazos PID contribuyeron a optimizar la estabilidad operacional del sistema, mejorar la eficiencia del proceso de separación y aumentar la capacidad de procesamiento de la facilidad EPF.

El incremento en la capacidad de procesamiento del separador trifásico automatizado 25-SEP-25102, generó un aumento significativo en los volúmenes de producción de crudo tratados diariamente en la facilidad EPF. Como consecuencia de esta mejora operacional, fue necesaria la incorporación de dos nuevos tanques de almacenamiento con capacidad de 500 BBL cada uno, con el fin de garantizar la continuidad operativa y la adecuada gestión del crudo producido. Este resultado evidencia el impacto positivo de la automatización implementada, no solo en la estabilidad y eficiencia del proceso de separación, sino también en la expansión de la capacidad operativa de la estación para atender mayores demandas de producción.

Figura 47. *Nuevos tanques de almacenamiento integrados en campo*



Figura 48. *Distribución de actuadores e instrumentación en campo*



Figura 49. *Estado operativo y funcional del controlador y módulos I/O*



Figura 50. *Control y monitoreo local en gabinete de control*

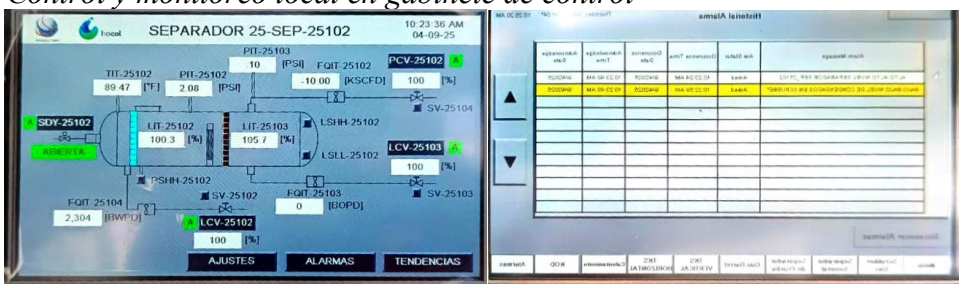


Figura 51. *Acceso para control y monitoreo remoto desde cuarto de operaciones*



7. Conclusiones

La implementación del sistema de automatización integrando la tecnología Rockwell Automation permitió optimizar el proceso de separación trifásica de crudo en el campo EPF, mejorando la estabilidad operacional al desarrollar estrategias de control PID para regulación de presión y niveles del separador.

El desarrollo de rutinas automáticas de control, alarmas (sonora y en aplicativo HMI) e interlocks incrementó significativamente la seguridad operativa del sistema, permitiendo al operador actuar de manera inmediata ante condiciones anormales de proceso y reduciendo el riesgo asociado a fallas operativas.

El desarrollo del aplicativo HMI facilitó el monitoreo y control en tiempo real en sitio y remotamente de las variables críticas del proceso, permitiendo la visualización de tendencias, gestión de alarmas y diagnóstico rápido de fallas desde una interfaz gráfica intuitiva y de fácil operación.

El aumento en la capacidad de producción generado por la automatización hizo necesaria la incorporación de dos nuevos tanques de almacenamiento de 500 BBL, evidenciando que la

mejora implementada no solo optimizó el control del proceso, sino que también permitió ampliar la capacidad operativa de la facilidad EPF para atender mayores demandas de producción.

8. Aprendizajes y recomendaciones

8.1 Aprendizajes obtenidos para futuros trabajos de automatización

El desarrollo y puesta en marcha del sistema de automatización para el separador trifásico permitió obtener diversos aprendizajes técnicos, metodológicos y operativos aplicables a futuros proyectos de automatización en la industria Oil & Gas.

Uno de los principales aprendizajes fue la importancia de realizar un levantamiento exhaustivo de información en campo antes de iniciar cualquier actividad de diseño o programación. Durante la etapa inicial se identificaron diferencias entre las condiciones reales del sistema y la documentación disponible, situación frecuente en instalaciones que han sufrido modificaciones, ampliaciones o reubicaciones a lo largo de su vida útil. Esta experiencia evidenció la necesidad de validar físicamente equipos, cableados, instrumentos y señales antes de desarrollar soluciones de automatización.

Otro aprendizaje relevante fue la importancia de conservar y aprovechar infraestructura existente cuando esta mantiene condiciones adecuadas de funcionamiento. La evaluación técnica realizada permitió determinar que el PLC MicroLogix 1200 y sus módulos de expansión continuaban siendo funcionales para los requerimientos del proceso, lo que permitió reducir costos y tiempos de implementación mediante la reutilización de activos existentes.

Desde el punto de vista del control de procesos, se evidenció la necesidad de comprender en profundidad la dinámica operacional del separador trifásico antes de implementar estrategias

automáticas. El análisis de la filosofía de operación, la matriz causa-efecto y las condiciones reales del proceso permitieron desarrollar una lógica de control robusta y alineada con los requerimientos operacionales del sistema.

Asimismo, el proyecto demostró la importancia de integrar adecuadamente las disciplinas de instrumentación, control, comunicaciones industriales y visualización HMI. El desempeño satisfactorio del sistema no dependió únicamente de la programación del PLC, sino también de la correcta selección de instrumentos suministrada por el cliente, la configuración de comunicaciones, el diseño de pantallas HMI y la validación integral durante las pruebas FAT, SAT y puesta en marcha.

Finalmente, se confirmó que las etapas de pruebas y comisionamiento constituyen una fase crítica dentro de cualquier proyecto de automatización, ya que permiten detectar oportunamente errores de configuración, inconsistencias de cableado, fallos de instrumentación y oportunidades de mejora antes de la entrada en operación definitiva del sistema.

8.2 Recomendaciones técnicas para futuros proyectos en separadores trifásicos

Para futuras implementaciones de automatización en sistemas de separación trifásica se recomienda realizar una evaluación temprana del estado de la instrumentación existente, verificando condiciones de calibración, obsolescencia tecnológica, disponibilidad de repuestos y compatibilidad con los sistemas de control proyectados.

Se recomienda también considerar desde las etapas iniciales del proyecto los efectos asociados a fenómenos comunes en la producción de hidrocarburos, tales como formación de parafinas, emulsiones agua-crudo, acumulación de sedimentos y presencia de espuma, debido a

que estas condiciones pueden afectar significativamente el desempeño de los instrumentos de medición y de los lazos de control.

En futuras aplicaciones resulta conveniente incorporar instrumentación inteligente con protocolos de comunicación digital como HART, Foundation Fieldbus o Ethernet industrial, permitiendo acceder a diagnósticos avanzados, información de mantenimiento predictivo y mayor capacidad de integración con sistemas SCADA y plataformas de transformación digital.

Respecto al sistema de control, se recomienda evaluar la migración hacia plataformas más modernas cuando las condiciones económicas y operativas lo permitan, incorporando controladores con mayor capacidad de procesamiento, redundancia de comunicaciones y mejores herramientas de diagnóstico.

Desde el punto de vista de visualización y supervisión, se recomienda implementar estándares de diseño HMI basados en ISA-101, incorporando gestión avanzada de alarmas, tendencias históricas, indicadores de desempeño operacional y herramientas de diagnóstico para el personal de operación y mantenimiento.

Adicionalmente, se recomienda fortalecer los procesos de documentación técnica mediante la actualización permanente de planos As-Built, diagramas de lazo, listas de señales y respaldos de programación, garantizando la trazabilidad de las modificaciones realizadas durante el ciclo de vida de la instalación.

Finalmente, para futuros proyectos se recomienda complementar la automatización con estrategias de monitoreo remoto, análisis de datos operacionales y mantenimiento predictivo, permitiendo incrementar la confiabilidad de los equipos, optimizar la producción y reducir costos asociados a intervenciones correctivas no programadas.

Referencias

[1] Nghi Son Refinery and Petrochemical LLC (s.f.). *Oil extraction process*. https://nsrp.vn/latest-article/oil-extraction-process/

[2] 12Eleven (s.f.). *What are the different types of oil and gas separators*. https://www.12eleven.com/news/what-are-the-different-types-of-oil-and-gas-separators

[3] Inductive Automation (s.f.). *What is a PLC?*. https://inductiveautomation.com/resources/article/what-is-a-PLC

[4] Inductive Automation (s.f.). *What is HMI?*. https://inductiveautomation.com/resources/article/what-is-hmi

[5] IYCSA Automation Technology (s.f.). *Beneficios de una HMI en procesos industriales*. https://www.iycsa.com.co/blog/beneficios-hmi

[6] Rockwell Automation (s.f.). *MicroLogix 1200 Programmable Controllers*. https://www.rockwellautomation.com/en-us/products/details.1762-L40BWAR.html

[7] Rockwell Automation Literature Library (s.f.). *Módulos analógicos 1762-IF4 y 1762-OF4 Manual de instalación*. https://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/in/1762-in012_-es-p.pdf

[8] Rockwell Automation Literature Library (s.f.). *PanelView Component Terminales gráficos Manual del usuario*. https://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/um/2711c-um001_-es-p.pdf

[9] Rockwell Automation (s.f.). *PanelView 800 Graphic Terminals*. https://www.rockwellautomation.com/en-us/products/hardware/hmi/2711r-panelview-800.html

[10] Instrumentación y Control (2017). *IEC 61131-3 Lenguajes de programación para PLC*. https://instrumentacionycontrol.net/wp-content/uploads/2017/11/IyCnet_IEC061131_3Lenguajes.pdf

[11] Mírez, J. (2012). *Control PID*. https://jmirezcontrol.wordpress.com/wp-content/uploads/2012/01/control_pid_jorge_mirez_2012.pdf

[12] InfoPLC (s.f.). *Redes industriales y comunicaciones*. https://www.infoplc.net/files/documentacion/comunicaciones/infoPLC_net_Redes_Industriales.pdf