

PRÁCTICA EMPRESARIAL
INSTRUMENTOS Y CONTROLES S.A.

PRESENTADO POR,
JAVIER MARIO QUINTERO PLATA

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
BUCARAMANGA

2015

PRÁCTICA EMPRESARIAL
INSTRUMENTOS Y CONTROLES S.A.

JAVIER MARIO QUINTERO PLATA
U00061709

DIRECTOR(A),
NAYIBE CHIO CHO

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
BUCARAMANGA

2015

Nota de Aceptación

Director(a)

Abril 15 del 2015

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	5
INTRODUCCIÓN	6
CAPITULO 1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	7
CAPÍTULO 2. JUSTIFICACIÓN	8
CAPÍTULO 3. OBJETIVOS	9
CAPÍTULO 4. MARCO TEÓRICO	10
4.1. DCS	10
4.1.1. DCS vs SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) - PLC	10
4.1.2. Niveles de control en un DCS	11
4.1.3. Redundancia	12
4.2. HMI	13
4.2.1. Tipos de HMI	14
4.3. Control de calidad del desarrollo de proyectos	14
4.3.1 FAT (pruebas de aceptación en fábrica)	14
4.3.2 SAT (pruebas de aceptación in situ)	15
CAPÍTULO 5. DESARROLLO DE LAS FUNCIONES	16
5.1. Creación de libros y manuales	16
5.2. Capacitaciones y webinars	20
5.3. Migración y creación de HMI	21
5.4. Pruebas FAT	27
5.5. Configuración de estrategias de control.	32
CONCLUSIONES	39
BIBLIOGRAFÍA	40

RESUMEN

En el presente trabajo se exponen los aspectos clave de mi práctica empresarial realizada dentro de la empresa Instrumentos y Controles S.A. ejerciendo el cargo de practicante.

Se realiza una descripción de las funciones llevadas a cabo durante el periodo laboral, entre las cuales se encuentran el desarrollo de libros de ingeniería, asistencia a capacitaciones, participación y apoyo en pruebas de aceptación de fábrica (FAT), migraciones de HMI, actualización de manuales de operación, desarrollo de lógicas de control y configuración entre otras.

INTRODUCCIÓN

Instrumentos y Controles S.A. es fundada en el año 1971 penetrando en varios segmentos del mercado en los cuales se ha consolidado especialmente en el Suministro de Soluciones integrales en Automatización de procesos industriales incluyendo instrumentación, sistemas de control, seguridad y paradas de emergencia, servicios de aseguramiento metrológico, servicios de Ingeniería y ejecución de Proyectos.

En la actualidad, la empresa busca mantener su liderazgo reforzando su compromiso de mejorar la calidad de sus servicios para apoyar y cumplir los requisitos y las exigencias de sus clientes, la organización y la sociedad, a través de la responsabilidad y desafío adquiridos, con el otorgamiento del certificados al sistema de gestión de la calidad **ISO 9001:2008** por **Bureau Veritas Certification**.

Instrumentos y Controles S.A. por más de 40 años ha logrado gran experiencia, seriedad y respaldo de fabricantes líderes mundiales en el sector, suministrando soluciones completas para su operación a nivel nacional.

CAPITULO 1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

La empresa cuenta con un portafolio de productos y servicios para dar solución a las necesidades de sus clientes entre los cuales está el soporte, mantenimiento y arranque de equipos. Para esto cuenta con un grupo humano de ingenieros especialistas y certificados por fabrica para configurar y poner en marcha sus sistemas distribuidos a lo largo del país para dar atención a la base instaladas.

Las instalaciones de la empresa están correctamente dotadas para el desarrollo de sus distintas actividades, cuenta con zonas de oficinas donde se realizan labores como el desarrollo de manuales de ingeniería, documentación o tareas de automatización y configuración. Cuentan con un área de calibración de equipos y sensores donde cuentan con equipos como bombas y tanques-serafines entre otros, para cumplir dicha tarea. También cuentan con un área de manufactura y pruebas donde personal capacitado realiza la construcción y conexionado de tableros, cajas de conexiones y configuración de equipos que serán probados en fábrica y posteriormente en campo y un área administrativa encargada de toda la gestión y organización necesarias para la operación de la empresa.

CAPÍTULO 2. JUSTIFICACIÓN

El presente informe de práctica empresarial es un requisito para optar al título de ingeniero mecatrónico y, lograr una de mis metas a nivel profesional. En las distintas empresas del sector industrial o de prestación de servicios, podemos hallar diversas aplicaciones de los conocimientos adquiridos a lo largo de nuestros estudios de ingeniería.

Tanto así que como ingenieros mecatrónicos poseemos un gran campo laboral con facilidad para implementar nuestros conocimientos pro activamente. El perfil de ingeniero mecatrónico encaja fácilmente en el ámbito laboral debido a su versatilidad y competencia en numerosos campos de la ingeniería.

El desarrollo de la práctica empresarial en Instrumentos y Controles S.A. se dirige al planteamiento efectivo de soluciones ingenieriles teniendo un contacto directo con los clientes y buscando siempre el crecimiento de la empresa y la adquisición de proyectos cada vez más grandes y complejos.

La labor ejercida por un practicante se enfoca en apoyar a su departamento dentro de la empresa, proporcionando todos los conocimientos que sean competentes al momento de enfrentar nuevos retos tecnológicos e ingenieriles teniendo como meta principal la satisfacción total del cliente final.

La práctica empresarial es una oportunidad para que el estudiante de ingeniería pueda demostrar que posee las competencias necesarias para el desarrollo de sus labores, entre las que encontramos la toma de decisiones, el trabajo bajo presión, el estudio de nuevas tecnologías y estrategias de aplicación, velando por su crecimiento profesional y el buen nombre de la empresa de la que hace parte.

CAPÍTULO 3. OBJETIVOS

1. Desarrollar manuales, instructivos y guías de instalación de los diferentes tipos de equipos que la empresa maneja, con el fin de asegurar su correcta instalación y puesta en marcha por parte de los ingenieros, técnicos o instaladores a cargo.
2. Elaborar libros de ingeniería para la documentación del desarrollo de los diversos proyectos ejecutados en la empresa y soporte para el cliente.
3. Participar y apoyar las distintas labores desarrolladas por la empresa con los clientes como pruebas de aceptación en fábrica y servicios en campo.
4. Configurar y desarrollar estrategias de control en el sistema de control distribuido ofrecido por la empresa DeltaV.
5. Desarrollar y mejorar tanto actuales como nuevas HMI implementadas en las bases instaladas de la empresa para mejorar el rendimiento de la operación y la respuesta de los operadores.

CAPÍTULO 4. MARCO TEÓRICO

4.1. DCS

Un Sistema de Control Distribuido más conocido por sus siglas en inglés DCS (Distributed Control System), es un sistema de control aplicado a procesos industriales complejos en las grandes industrias como petroquímicas, papeleras, metalúrgicas, centrales de generación, plantas de tratamiento de aguas, incineradoras o la industria farmacéutica. Los primeros DCS datan de 1975 y controlaban procesos de hasta 5000 señales. Las capacidades actuales de un DCS pueden llegar hasta las 250.000 señales. Por ejemplo, Una central de detección y alarma de incendios que consiste en tableros de control y estaciones diseñadas exclusivamente para el control de incendios.

4.1.1. DCS vs SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) - PLC

Las principales diferencias entre un sistema de control basado en un DCS y un SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) más un conjunto de PLCs (siglas en inglés de Controlador Lógico Programable) son las siguientes:

1. Un DCS trabaja con una sola Base de Datos integrada para todas las señales, variables, objetos gráficos, alarmas y eventos del sistema, mientras que un SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) más PLC tienen cada uno la suya de forma independiente y que hay que comunicar entre sí mediante algún protocolo común.
2. En un DCS la herramienta de ingeniería para programar el sistema es sólo una y opera de forma centralizada para desarrollar la lógica de sus

controladores o los objetos gráficos de la monitorización. Desde este puesto de ingeniería se cargan los programas de forma transparente a los equipos del sistema. Por el contrario, un SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) tiene su entorno de programación y los PLCs el suyo trabajando de forma independiente.

3. En un DCS, la plataforma de programación es multiusuario de forma que varios programadores pueden trabajar simultáneamente sobre el sistema de forma segura sin conflictos de versiones.
4. Todos los equipos del sistema (ordenadores, servidores, controladores) están sincronizados contra un mismo reloj patrón, de forma que todas las medidas, alarmas y eventos tienen una misma marca de tiempo.
5. Un DCS dispone de herramientas para la gestión de la información de planta, integrándola verticalmente hacia la cadena de toma de decisiones y otros sistemas ubicados más arriba en la jerarquía de la producción.

4.1.2. Niveles de control en un DCS

1. **Nivel de Operación.** Este nivel es el de interacción del sistema con los operadores de la planta y es donde se encuentran los sistemas informáticos para la monitorización del proceso y adquisición de la información en tiempo real, que se almacena en la base de datos transformándola en datos históricos para análisis posteriores. Este nivel gestiona además el intercambio de información con otros sistemas de mantenimiento y planificación de la producción.
2. **Nivel de control.** En un DCS la responsabilidad del control de las diferentes partes funcionales del proceso, se asignan a varios controladores

locales distribuidos por la instalación, en lugar de centralizar estas funciones en un solo punto. Los controladores están conectados entre sí y con las estaciones de operación mediante redes de comunicación.

3. **Nivel módulos de Entrada/Salida.** Los módulos de entradas/salidas para señales cableadas, se distribuyen por la instalación, es lo que se denomina "periferia descentralizada", esto ahorra tiradas de cables de señal aproximando la electrónica del control hasta los elementos de campo. Estos módulos de entrada/salida se comunican con los controladores mediante protocolos específicos o de bus de campo (en inglés "fieldbus") para garantizar los tiempos de comunicación entre controlador y periferia en unos tiempos mínimos, del orden de milisegundos, adecuados a las necesidades del proceso. El bus de campo más extendido en Europa es el Profibus (tanto en sus variantes DP como PA) y en los países de influencia americana es el Fieldbus Foundation o FF.

4. **Nivel de elementos de campo.** Desde el año 2000, ha ido creciendo la necesidad de integrar directamente los instrumentos y los actuadores en los buses de campo del SCD, de forma que estos equipos son en realidad una extensión natural del nivel anterior. Estos equipos permiten funcionalidades adicionales como gestionar su mantenimiento o configurar sus parámetros de comportamiento de forma remota desde el nivel de operación. Los instrumentos de este nivel deben ser compatibles con el bus de campo elegido, ya sea Profibus, Fieldbus Foundation u otro. También existe la posibilidad de integrar instrumentos con protocolo HART como alternativa al bus de campo.

4.1.3. Redundancia

Todo DCS lleva implícitas las características de robustez y fiabilidad, por ello dispone de redundancia en todos los niveles antes descritos: equipos informáticos

redundantes, controladores redundantes, redes de comunicación y buses redundantes, módulos de entrada/salida redundantes y así sucesivamente. Esta redundancia permite alcanzar un factor de disponibilidad alto, muy superior a los sistemas de control convencionales. También este dispositivo nos va a permitir comunicar a grandes distancias sin que la señal sea dañada por el ruido o algún otro elemento.

4.2. HMI

HMI significa “Human Machine Interface”, es decir es el dispositivo o sistema que permite el interfaz entre la persona y la máquina. Tradicionalmente estos sistemas consistían en paneles compuestos por indicadores y comandos, tales como luces pilotos, indicadores digitales y análogos, registradores, pulsadores, selectores y otros que se interconectaban con la máquina o proceso. En la actualidad, dado que las máquinas y procesos en general están implementadas con controladores y otros dispositivos electrónicos que dejan disponibles puertas de comunicación, es posible contar con sistemas de HMI bastantes más poderosos y eficaces, además de permitir una conexión más sencilla y económica con el proceso o máquinas, como mostraremos a continuación. Sus principales funciones son las siguientes:

1. Puesta en marcha y apagado.
2. Control de las funciones manipulables del equipo.
3. Manipulación de archivos y directorios.
4. Herramientas de desarrollo de aplicaciones.
5. Comunicación con otros sistemas.
6. Información de estado.
7. Configuración de la propia interfaz y entorno.
8. Intercambio de datos entre aplicaciones.
9. Control de acceso.
10. Sistema de ayuda interactivo.

4.2.1. Tipos de HMI

Dentro de las Interfaces de Usuario se puede distinguir básicamente dos tipos:

1. **Terminal de operador.** Consiste en un dispositivo, generalmente construido para ser instalado en ambientes agresivos, donde pueden ser solamente de despliegues numéricos, alfanuméricos gráficos. Pueden ser además con pantalla sensible al tacto (touch screen).
2. **PC + Software.** Esto constituye otra alternativa basada en un PC en donde se carga un software apropiado para la aplicación. Como PC se puede utilizar cualquiera según exija el proyecto, en donde existen los llamados industriales (para ambientes agresivos). Los de panel (Panel PC) que se instalan en gabinetes dando una apariencia de terminal de operador.

4.3. Control de calidad del desarrollo de proyectos

En un proyecto de ingeniería, el cliente o dueño del proyecto necesita realizar controles de calidad para verificar el cumplimiento de las especificaciones y desempeños (funcionamiento) de los objetivos u objetos contratados. Para lo cual se hacen estos tipos de ensayos:

4.3.1 FAT (pruebas de aceptación en fábrica)

Son los controles de calidad que mediante ensayos llamados pruebas FAT, realiza el dueño del proyecto o cliente, para verificar el cumplimiento de las especificaciones y desempeños de los equipos o máquinas en la sede del constructor o fabricante de los equipos o máquinas. Si los equipos de prueba no se pueden movilizar a la fábrica, los equipos contratados deben llevarse al laboratorio de pruebas requerido.

4.3.2 SAT (pruebas de aceptación in situ)

Son los controles de calidad que mediante ensayos llamados pruebas SAT, realiza el dueño del proyecto o cliente, para verificar el cumplimiento de las especificaciones y desempeños del conjunto de los equipos o máquinas e infraestructura total del proyecto, ya terminado e instalado en la sede del cliente. Son las pruebas previas a la entrega de las obras contratadas y forman parte de la etapa final de entrega del proyecto a su explotación comercial.

CAPÍTULO 5. DESARROLLO DE LAS FUNCIONES

5.1. Creación de libros y manuales

Es una práctica común en la empresa que cualquier conocimiento nuevo desarrollado, lección aprendida o problema solucionado sea documentado y compartido para aumentar la capacidad de respuesta de la empresa ante distintas situaciones, es por esto que tuve la oportunidad de desarrollar un manual de configuración de un **Wyse Zero Client** el cual es un hardware que cuenta con puertos USB, VGA, PS/2, DVI, entre otros y se conecta vía Ethernet a una tarjeta especial incluida en las estaciones de operación suministrada por Dell® y Emerson® permitiendo así conectar hardware de entrada y salida(teclado, mouse, monitor) directamente al **Wyse Zero Client** y manipular una o varias estaciones (Dependiendo de la configuración del hardware) de forma remota hasta una distancia máxima de 100 metros.

También tuve la oportunidad de elaborar 3 libros de ingeniería, uno para **PDVSA** y dos para **CHEVRON PETROLEUM CO**. De forma general estos libros tienen el siguiente contenido:

1. Alcance de suministro

a. Arquitectura

Esta sección contiene la arquitectura definida para el proyecto, es decir, un esquema que muestra cómo están cableados los las estaciones de trabajo, controladores, IO, elementos de campo y elementos de terceros (como variadores), y el tipo de cableado que existe entre los elementos, es decir, en duro (señal de 4-20 mA) o algún tipo de bus de campo (Modbus, Fieldbus, Hart). La figura 1

muestra un esquema ejemplo de la arquitectura desarrollada para un proyecto.

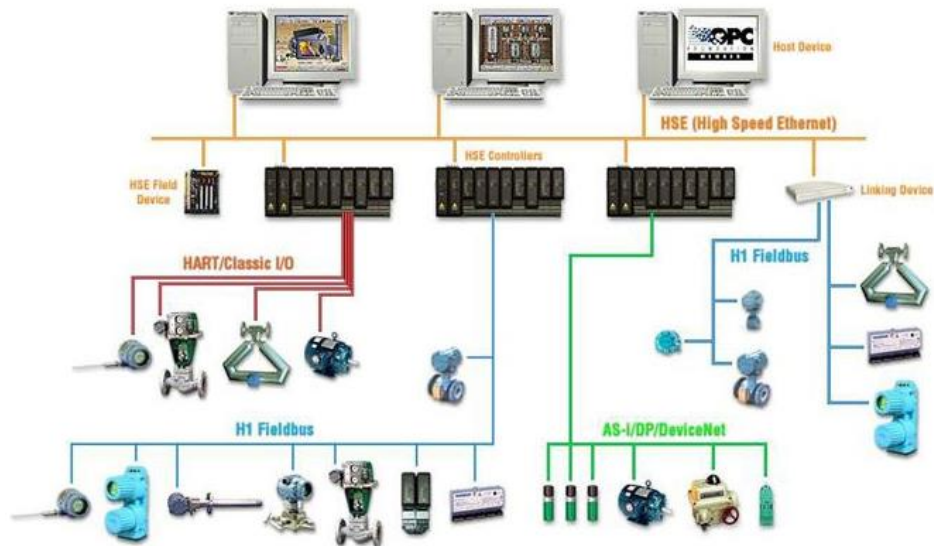


Figura 1. Arquitectura DeltaV.

b. Hardware

En esta sección se incluye un listado del Hardware que fue suministrado para el proyecto, como las estaciones de trabajo, controladores, IO, entre otras cosas. Este listado incluye el número de ítem, descripción, cantidad, numero de parte y numero de serie.

2. Configuración básica

a. Asignación de entradas y salidas

Esta sección incluye un listado de donde fueron asignadas (controlador, tarjeta y canal) cada una de las señales existentes en la ingeniería entregada para el desarrollo del proyecto. Este listado incluye distintos detalles de cada una de las señales como los rangos, etiqueta de la señal, tipos de señal, etc.

b. Módulos de control

Esta sección incluye información de cada uno de los módulos de control configurados para el proyecto y la lógica de bloques existente en cada uno de ellos, la figura 2 muestra un diagrama de bloques

típico en un módulo DeltaV para realizar el control PID en campo de un elemento Fieldbus.

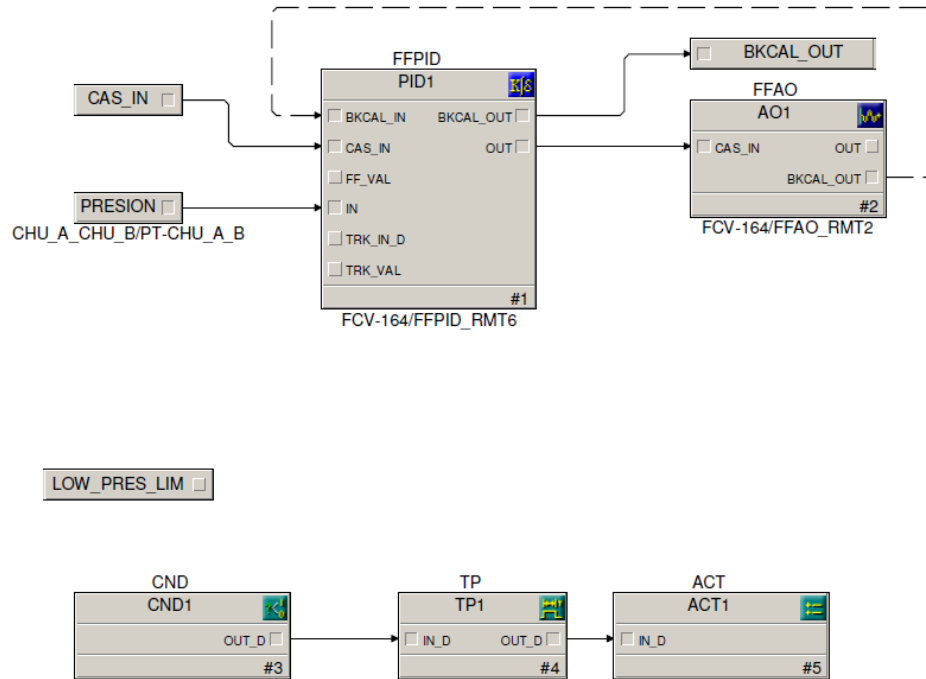


Figura 2. Esquema de bloques de módulo DeltaV de control PID de un elemento Fieldbus.

c. Despliegues gráficos

En esta sección se incluyen los pantallazos de la HMI desarrollada para el proyecto.

3. Configuraciones adicionales

a. Seguridad y usuarios del sistema

En esta sección se incluyen los usuarios que fueron creados para el proyecto desarrollado, el objetivo de definir usuarios es restringir el acceso a determinadas áreas en las estaciones y poder llevar un registro de las personas que intervienen el sistema.

b. Comunicaciones con terceros

En esta sección se incluye la configuración que fue realizada en el DeltaV para comunicarse con equipos de terceros, principalmente vía Modbus o cualquier otro bus de campo soportado por el sistema.

c. Variables historizadas

Esta sección incluye un listado de las variables de principal importancia que se historizaron en cada módulo de control como es el caso de la variable del proceso de todos los transmisores, acciones de control de los lazos de control, modos de operación de las bombas y otros equipos (local, remoto, etc.) entre otras.

d. Demás configuraciones

En esa sección se incluye cualquier configuración adicional que no tenga cabida en las secciones anteriormente nombradas, por ejemplo el caso puntual en el que para uno de los libros el cliente solicito diagnósticos de capa física de los nuevos segmentos Fieldbus instalados en campo, matrices causa efecto, rangos de instrumentos y alarmas configuradas en módulos nuevos.

4. Arreglo de Hardware

En esta sección se incluyen los planos de los gabinetes suministrados para el proyecto, estos planos incluyen dimensiones físicas del gabinete, distribución de borneras, cableado, disposición de controladores y IO, entre otros.

5. Manuales de operación

Por lo general en esta sección se incluyen dos manuales de operación, uno correspondiente a aspectos generales de la versión de DeltaV suministrada y los distintos entornos de las aplicaciones del mismo, y uno específico del proyecto desarrollado donde se expone al detalle la forma de operar la HMI y el funcionamiento de la misma.

6. Backup

En el DVD que se entrega junto al libro de ingeniería se incluye un Backup completo del proyecto en caso de que la estación de trabajo sufra daños y sea necesario restaurar todo desde cero. Cabe aclarar que la restauración del sistema a partir de un Backup solo puede ser realizada por un ingeniero

capacitado ya que de realizarse mal puede provocar paradas de planta y/o otras condiciones inseguras y peligrosas.

5.2. Capacitaciones y webinars

La empresa siempre busca capacitar a su personal para que este pueda brindar un mejor servicio a sus clientes, es por esto que tuve la oportunidad de asistir a 2 capacitaciones de **DeltaV** cada una de una duración de 5 días y una de un sistema de seguridad llamado **Net Safety** la cual duro 2 días.

La primera capacitación de **DeltaV** era de entrenamiento y la segunda de refuerzo, estas capacitaciones cubrían el siguiente contenido:

1. Generalidades de DeltaV
2. Proceso de simulado
3. Módulos de control
4. Alarmas
5. Control discreto
6. Control regulatorio
7. SFC
8. Control cascada
9. Alarmas condicionales
10. Seguridad
11. PLM

La capacitación de **Net Safety** estaba orientada al entendimiento de los principios de funcionamiento, diagnóstico e instalación de los equipos ofrecidos por esta marca, los cuales están enfocados en la detección de llamas, gases inflamables o tóxicos en concentraciones peligrosas, el contenido de esta capacitación era el siguiente:

1. Generalidades de Net Safety
2. Detecciones de gas usando fugas de gas ultrasónico
3. Teoría de detección de gas combustibles y tóxicos
4. Detección de partículas de aire toxicas
5. Teoría de detección de flamas
6. Detección de flamas y gas

También asistí a diversos webinars acerca de nuevas soluciones brindadas por Emerson® como las novedades brindadas por las nuevas versiones de sus sistemas de control y seguridad llamado **DeltaV SIS**, capacidad para virtualizar múltiples estaciones alojándolas todas en una misma máquina, entre otras.

5.3. Migración y creación de HMI

Anteriormente la gran mayoría de las HMI desarrolladas en eran una fiel copia de los P&ID's e incluían colores fuertes y de alto contraste sin seguir ningún estándar (figura 3), además de que en muchas ocasiones están incluían grandes y complejos gráficos 3D enfocando más la HMI a dar una ubicación espacial de los sensores y distintos elementos en la planta que a facilitar a operación de la misma. La figura 4 muestra un ejemplo de esto.

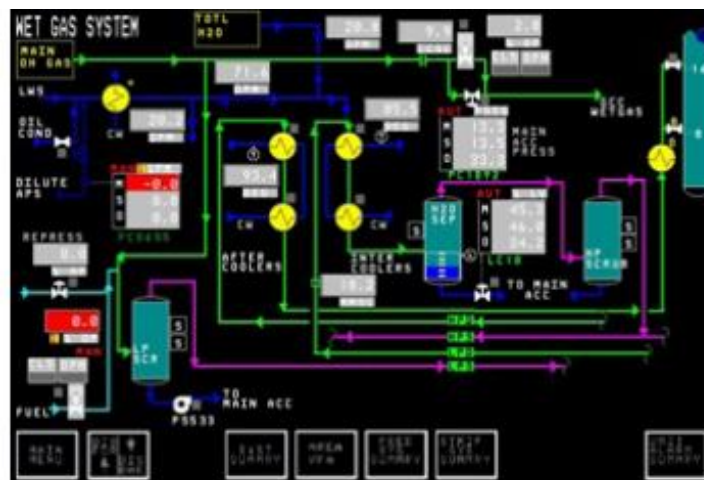


Figura 3. HMI básica basada completamente en el P&ID.



Figura 4. HMI con gran contenido 3D.

El uso de las anteriores HMI entorpecían la labor de operación ya que desviaban la atención de las variables principales y los dispositivos alarmados, además de que hacían que los tiempos de respuesta de los operadores fuera mayor.

Actualmente se está aplicando una nueva filosofía para el desarrollo de HMI de alto rendimiento la cual busca que el operador pueda identificar oportuna y rápidamente cuando la planta está operando de manera inadecuada y reaccionar ante la situación, para esto se han implementado una serie de mejoras en las gráficas, por ejemplo, en la figura 5 se muestra una HMI con simples indicadores digitales los cuales muestran el valor inmediato de la variable pero impiden que el operador reconozca cuando esta se encuentra en un estado alto, bajo o una condición normal. Para mejorar esto se reemplazaron estos indicadores por indicadores con barra o análogos (derecha) los cuales permiten identificar no solo el valor actual de la variable sino cuando esta se acerca a los límites superiores e inferiores permitidos. En la figura 6 se muestra como un indicador de nivel básico

se va mejorando hasta convertirse en un indicador de alto rendimiento ya que brinda más información al operador como la tendencia del nivel en el tiempo y las alarmas y rangos del mismo. En la figura 7 se muestra como se mejoran unos indicadores de barra al basar su operación en la presencia y no en la ausencia de elementos ya que facilita su interpretación. Esto por nombrar solo algunos ejemplos de las mejoras realizadas para aumentar el rendimiento de las HMI.

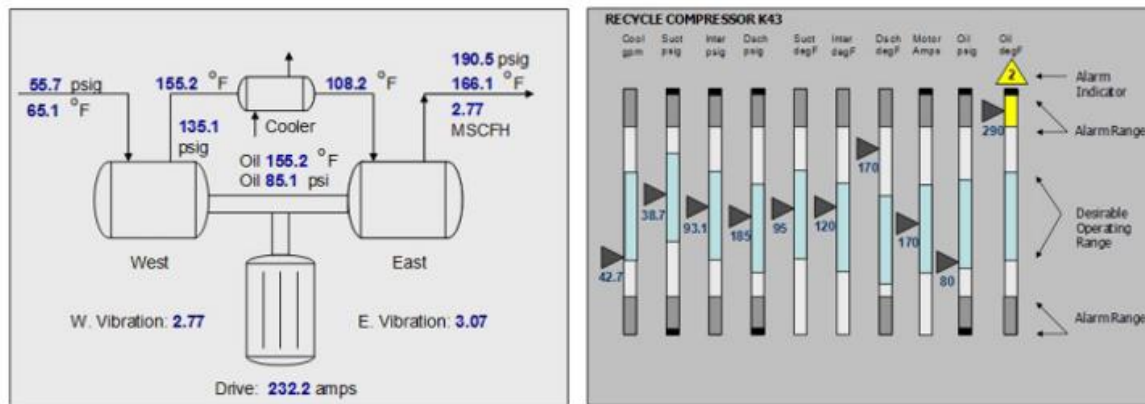


Figura 5. HMI con indicadores digitales tradicionales vs barras.

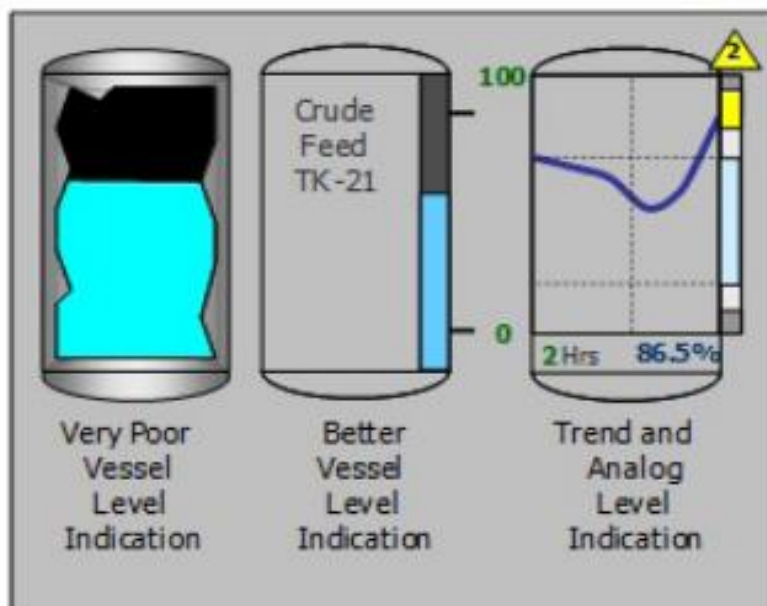


Figura 6. Distintas indicaciones de nivel para el manejo de tanques.

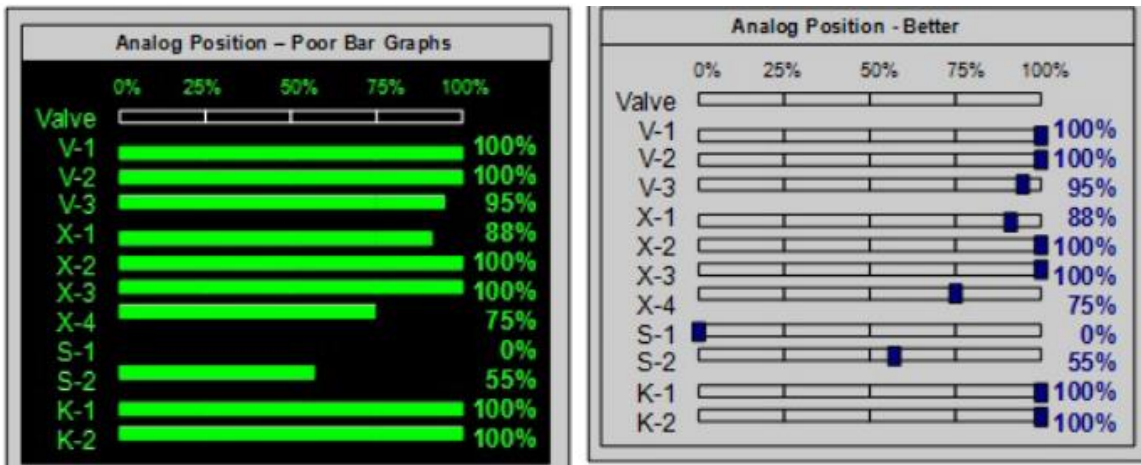


Figura 7. Barras indicadoras basadas en ausencia vs presencia.

Basado en la filosofía anteriormente descrita tuve la oportunidad de realizar la migración del HMI de las estaciones **CASABE IV**, **CASABE V**, **CASABE PIA** y **PFI Y PF2**, y también de actualizar los manuales de operación de las estaciones para capacitar nuevamente los operadores en las nuevas HMI.

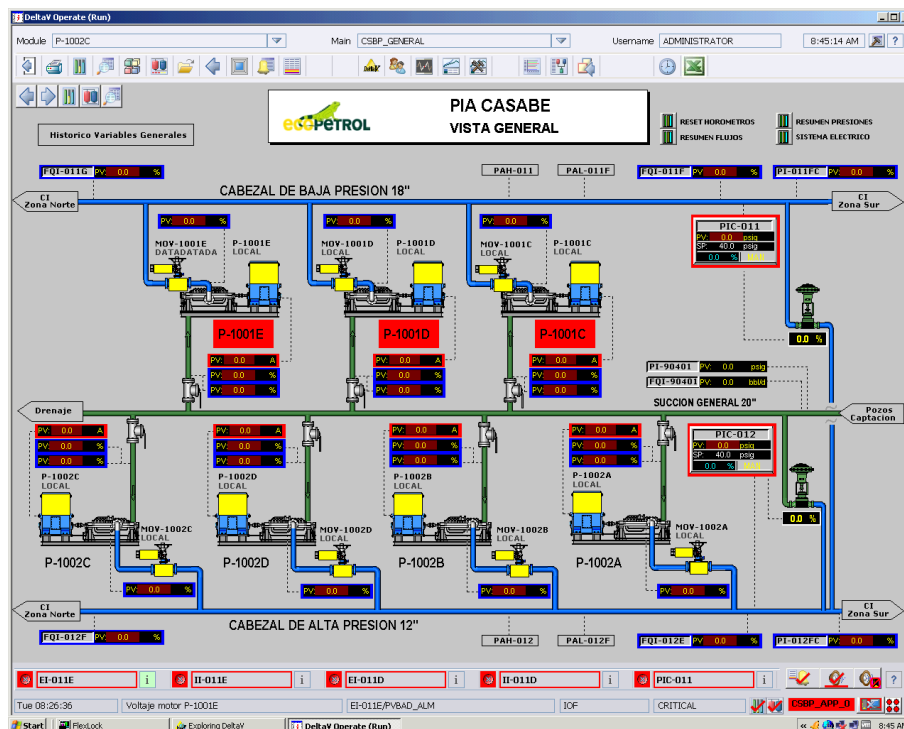


Figura 8. Pantalla general de estación CASABE PIA antes de la migración.

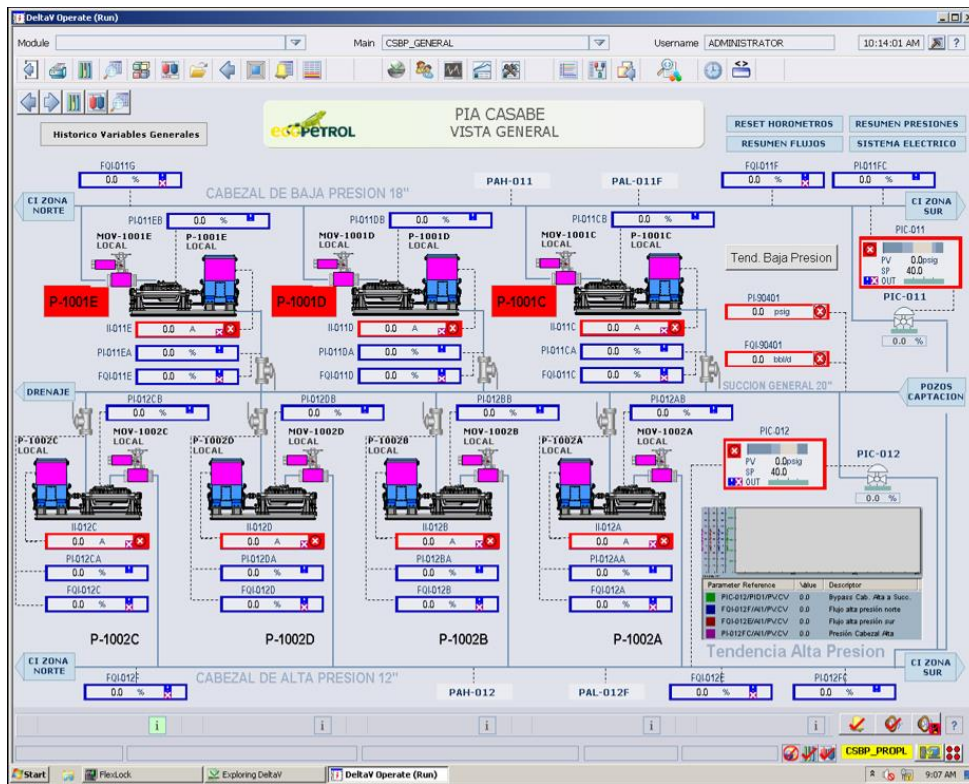


Figura 9. Pantalla general de estación CASABE PIA después de la migración.

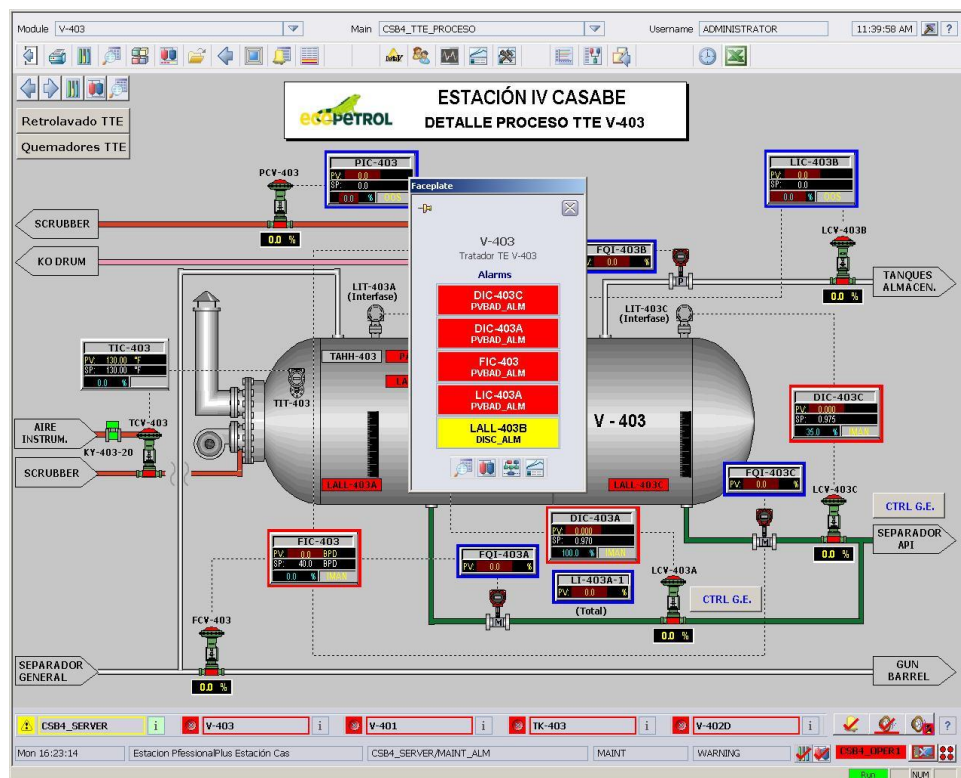


Figura 10. Pantalla de estación CASABE IV antes de la migración.

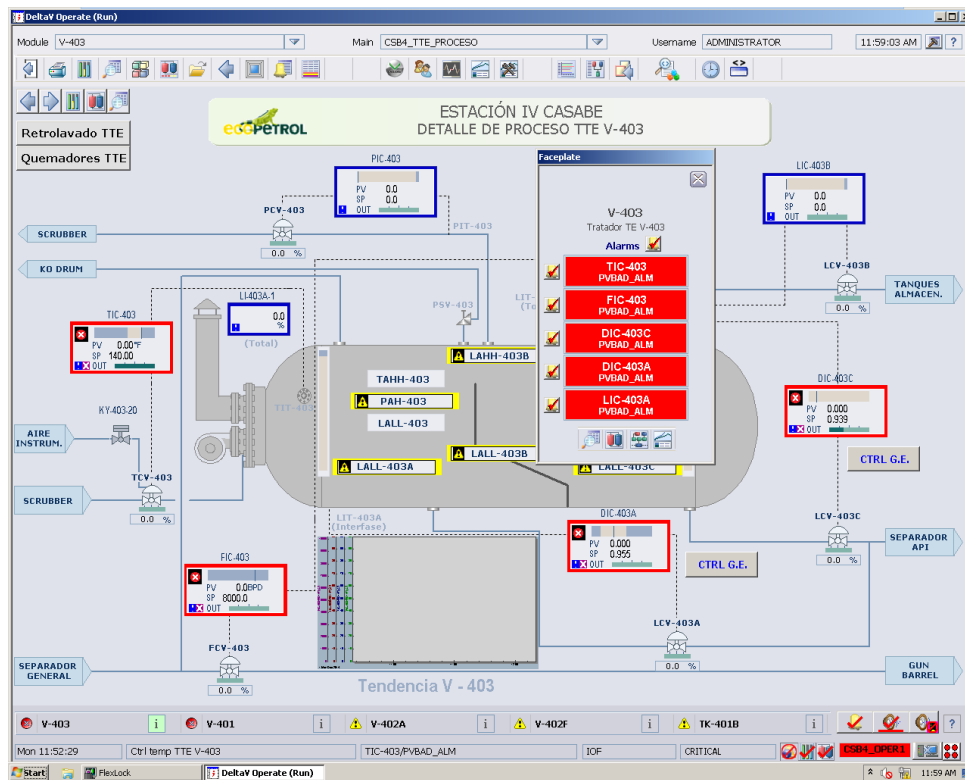


Figura 11. Pantalla de estación CASABE IV después de la migración.

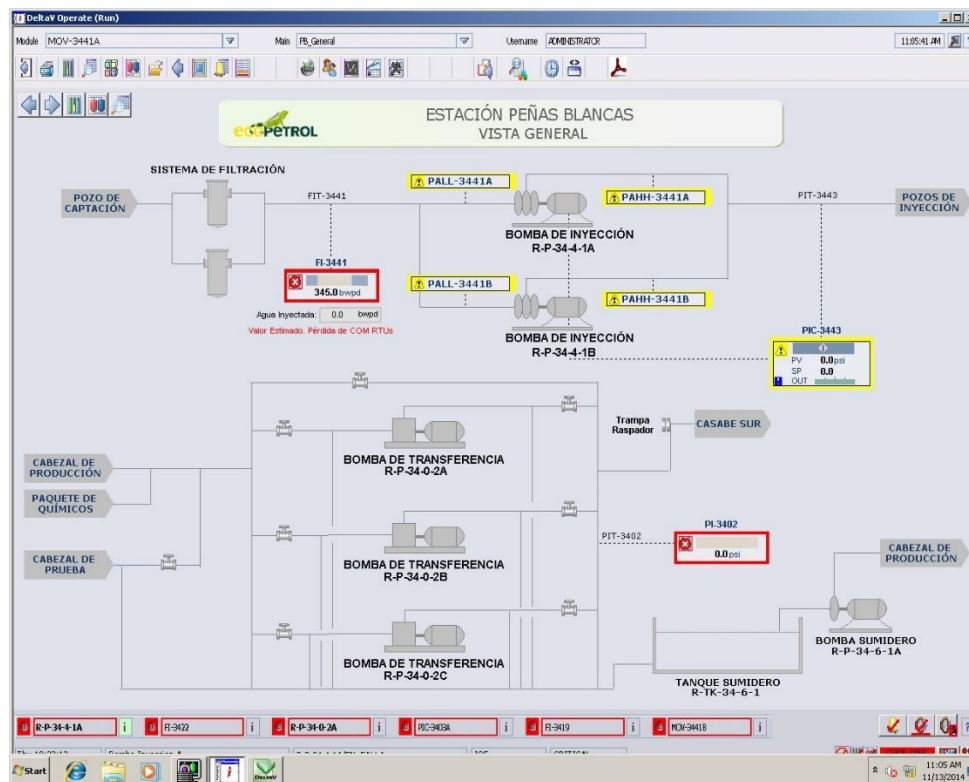


Figura 12. Pantalla general de estación PEÑAS BLANCAS.

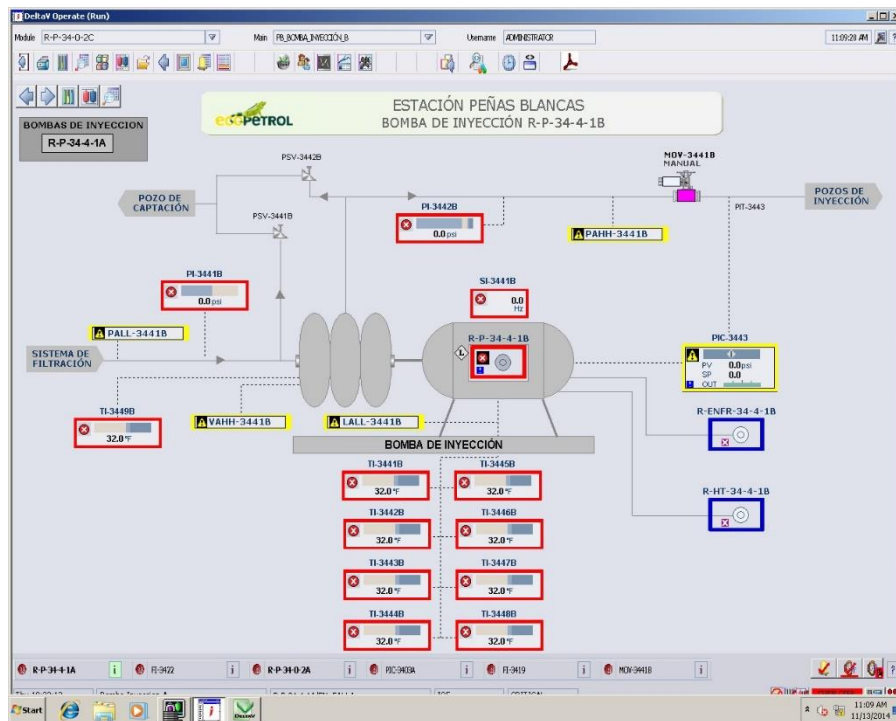


Figura 13. Pantalla de una bomba de estación PEÑAS BLANCAS.

También desarrolle gran parte de la HMI de 2 proyectos llamados **STAP 3 y 4** y **CHICHIMENE 100K**. En las figuras 8 y 9 se muestra una de las pantallas del HMI de la estación **CASABE PIA** antes y después de la migración, en las figuras 10 y 11 se muestran una de las pantallas del HMI de la estación **CASABE IV** antes y después de la migración y en las figuras 12 y 13 se muestran dos pantallas del HMI de la estación **PEÑAS BLANCAS** la cual fue creada bajo la nueva filosofía.

5.4. Pruebas FAT

Las pruebas FAT son básicamente el visto bueno que da el cliente al producto que se está desarrollando en fábrica y donde se indican las correcciones necesarias antes de llevar el producto a campo, tuve la oportunidad de participar en las pruebas FAT de una nueva estación de bombeo llamada **Peñas Blancas** para la cual desarrolle el protocolo de pruebas FAT y gran parte de la HMI basándome en

la nueva filosofía de HMI de alto rendimiento. Dicho protocolo incluye el siguiente contenido:

1. Prueba: Revisión de inventario de hardware y software

El propósito de esta prueba es verificar que el hardware y software instalado concuerda con el adquirido según la orden de compra. Para esto se verifican los siguientes puntos:

- a. Revisión de inventario de Software del sistema, mediante la comparación de los ítems en el inventario contra las licencias adquiridas.
- b. Revisión de inventario de Hardware del sistema, mediante la comparación de los ítems en el inventario de Hardware y Software con los que se encuentran instalados en el sistema.

2. Prueba: Inspección general de gabinetes

El propósito de esta prueba es inspeccionar la estructura del gabinete y la distribución de los elementos instalados. Para esto se verifican los siguientes puntos:

- a. Entrada de cables al gabinete (El gabinete debe tener la facilidad para el acceso de los cables provenientes de campo).
- b. Marquillado del cableado (Todos los cables en el gabinete deben estar marquillados).
- c. Montaje de módulos, tarjetas y componentes (El montaje debe corresponder con la última revisión de los planos).
- d. Inspección de bornes (Los bornes deben estar dispuestas como está especificado en la última revisión de los planos).
- e. Puestas a tierra (El gabinete debe contar con las barras de tierra especificadas en la última revisión de los planos).
- f. Construcción del gabinete (Las dimensiones del gabinete deben corresponder con las especificadas en la última revisión de los planos).

- g. Integridad mecánica del gabinete (El gabinete no debe presentar signos de golpes o deterioro).

3. Prueba: Inspección detallada de gabinetes

El propósito de esta prueba es verificar de forma detallada la construcción, conexionado, marquillado, instalación de equipos, etc. Para esto se verifican los siguientes puntos:

- a. Existencia de fusibles / Breakers para todos los circuitos de potencia.
- b. Marquillado de todas las señales.
- c. Separación de líneas AC y DC.
- d. Inspección manual de bornes (halado).
- e. Carga de ductos y canaletas.
- f. Adecuada orientación de las conexiones.

4. Prueba: Encendido y Funcionalidad de Servidores/Estaciones de Trabajo

El propósito de esta prueba es verificar el encendido de cada uno de los equipos configurados como estaciones de trabajo DeltaV. Verificar la correcta funcionalidad del sistema de control DeltaV en cada una de las estaciones. Para esto se verifican los siguientes puntos:

- a. Encendido y funcionalidad de equipos de trabajo.

5. Prueba: Inicialización de Controladores y verificación de IO

El propósito de esta prueba es verificar que los controladores inician correctamente y que las tarjetas de IO no presentan fallas. Verificar el adecuado funcionamiento del “cold restart”. Para esto se verifican los siguientes puntos:

- a. Revisión de la inicialización de los controladores mediante la verificación de los LEDs de indicación de los controladores y su detección e identificación en el DeltaV Explorer.
- b. Verificación de la detección de las tarjetas de Entrada / Salida correspondientes a cada controlador mediante la comparación entre

la distribución física del gabinete y la configuración del sistema de control (DeltaV Explorer).

- c. Estado de las tarjetas AI.
- d. Estado de las tarjetas AO.
- e. Estado de las tarjetas DI.
- f. Estado de las tarjetas DO.
- g. Estado de las tarjetas de comunicaciones.

Revisión de la redundancia y de la función “Cold restart” del controlador, a través del DeltaV Explorer y el DeltaV Operate. Para esto se verifican los siguientes puntos:

6. Prueba: Revisión de redundancia de Hardware

El propósito de esta prueba es verificar el adecuado funcionamiento de controladores, módulos y sistemas de comunicación redundantes existentes. Para esto se verifican los siguientes puntos:

- a. Verificar operación redundante del controlador - simular falla con retiro.
- b. Verificar operación redundante de fuentes Bulk - simular falla con desconexión manual.
- c. Verificar operación redundante de comunicaciones - simular falla con desconexión manual al switch de comunicaciones.

7. Prueba: Verificación de comunicaciones del sistema DeltaV con otros equipos/sistemas incluidos en la solución

El propósito de esta prueba es verificar que el sistema de control DeltaV se comunica correctamente con los equipos externos. Para esto se verifican los siguientes puntos:

- a. Prueba de Comunicación Modbus Serial RS – 485 (Simulación de las comunicaciones con el VFD de las bombas de inyección mediante el empleo de un simulador Modbus).
- b. Prueba de Comunicación Modbus Serial RS – 485 (Simulación de las comunicaciones con el VFD de las bombas de transferencia mediante el empleo de un simulador Modbus).

- c. Prueba de Comunicación Modbus Serial RS – 485 (Simulación de las comunicaciones con el transmisor de flujo multifásico mediante el empleo de un simulador Modbus).

8. Prueba: Verificación de lógica funcional

El propósito de esta prueba es verificar que las lógicas de control programadas en el sistema DeltaV cumplen con lo establecido en la narrativa de control. Para esto se verifican los siguientes puntos:

- a. Revisión de las entradas y salidas mediante su simulación desde el canal. Se deberá verificar TAG, Descripción, Alarmas, Unidades de Ingeniería e Indicación en las consolas de operación (DeltaV Operate).
- b. Verificación de los interlocks y permisivos asociados (Control Discreto) comparando el funcionamiento de estas lógicas con la documentación de la ingeniería de detalle.
- c. Verificación de los lazos de control regulatorio comparando el funcionamiento de estas lógicas con la documentación de la ingeniería de detalle.

9. Prueba: Revisión de los despliegues gráficos

El propósito de esta prueba es verificar la correcta disposición de los despliegues gráficos para la estación. Para esto se verifican los siguientes puntos:

- a. Revisión de los despliegues gráficos configurados en el sistema de control, mediante la comparación de los gráficos de proceso de DeltaV Operate con el P&ID y los planos citados como documentos de referencia.

10. Prueba: Verificación de la recolección histórica de datos

El propósito de esta prueba es verificar la recolección histórica de las variables de proceso definidas en los documentos de referencia. Para esto se verifican los siguientes puntos:

- a. Verificar la recolección histórica de las variables de proceso mediante la utilización del Continuous Historian de DeltaV.

Para llevar a cabo cada una de estas tareas fue necesario verificar al detalle las dimensiones y distribución del gabinete acorde a los planos, verificar el marquillado de todos los cables, verificar la integridad física de todo el hardware probando cada uno de sus canales y su correcto funcionamiento, verificar que estuvieran configuradas todas las señales existentes en el listado de señales suministrado y sus rangos y alarmas fueran correctos, simular comunicaciones con hardware externo para verificar el correcto funcionamiento de la tarjeta de comunicación serial, simular distintas condiciones y ver que la respuesta de la lógica de control fuera acorde a la filosofía de control suministrada y comparar el hardware existente con la orden de compra y la lista de hardware solicitada por el cliente.

También pude participar en dos pruebas FAT del proyecto llamado **STAP 3 y 4** para el que se realizaron unas primeras pruebas FAT donde únicamente se probó hardware, la correcta funcionalidad del mismo y la integridad física del gabinete, y unas segundas pruebas FAT donde se revisaron las lógicas de control y la HMI desarrollada para este proyecto.

Para estas dos rondas de pruebas FAT se realizó un procedimiento similar al descrito para las pruebas FAT de **Peñas Blancas**.

5.5. Configuración de estrategias de control.

Para el proyecto **STAP 3 y 4** tuve la oportunidad de desarrollar una parte de la configuración de las lógicas de control basándome en la documentación de ingeniería suministrada. Este proyecto consiste en un sistema para el tratamiento de aguas residuales sobrantes de procesos de tratamiento de crudo, donde se

busca eliminar la mayor cantidad contaminantes, grasas, aceites y acondicionar la temperatura de agua para retornarla a su cauce natural. La figura 14 presenta un diagrama de proceso de este proyecto.

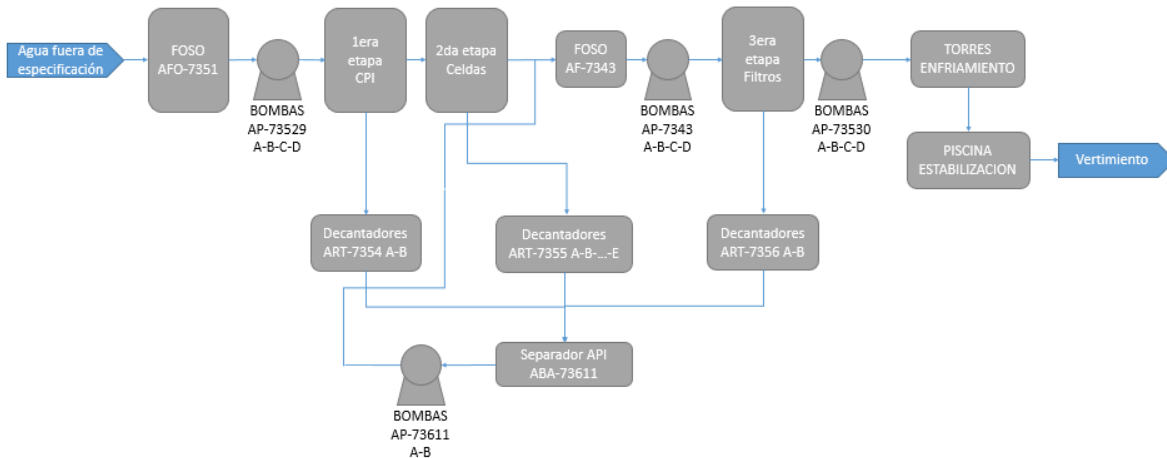


Figura 14. Diagrama de proceso STAP 3 Y 4.

Básicamente el agua sucia llega al foso AFO-7351 y de allí es bombeada a los separadores CPI los cuales retiran los sólidos más grandes presentes en esta. Luego el agua fluye por gravedad a las celdas de flotación las cuales remueven sólidos más pequeños, aceites y natas. Posteriormente el agua se acumula en el foso AF-7343 y es bombeada nuevamente hacia los filtros los cuales buscan remover todos los contaminantes que no se pudieron remover en las dos etapas anteriores. En estas tres etapas todos los elementos removidos del agua son acumulados y bombeados a los decantadores y separador API para tratar de recuperar la mayor cantidad de agua limpia. Toda el agua que no pudo ser limpiada es recirculada al foso AFO-7351 para ser tratada nuevamente. Todos los aceites, natas y sólidos removidos son recirculados a la estación de tratamiento de crudo para su procesamiento. El agua limpia o clarificada que sale de los filtros es bombeada a las torres de enfriamiento para bajar su temperatura, luego llega a una piscina de estabilización y finalmente es vertida a su cauce normal.

Las configuraciones que desarrolle fueron las siguientes:

a. SISTEMA DE INGRESO MÓDULO 480K

El foso de quietamiento AFO-7351 está conformado por cuatro cámaras, de las cuales una podrá encontrarse aislada para mantenimiento. El sistema de control deberá establecer la cámara que se encuentra aislada, para no tener en cuenta el valor de nivel leído en el correspondiente transmisor de nivel para lo cual el operador deberá ingresar en el sistema de control la información de la cámara que se encuentra aislada.

En caso que el operador no ingrese la información el sistema de control deberá verificar qué cámara tiene un valor de nivel constante sin ninguna variación, con al menos una bomba en operación, al ser así el sistema de control asume que dicha cámara se encuentra aislada y el valor medido en el transmisor de nivel correspondiente no es tenido en cuenta para calcular el valor de nivel promedio.

Dado que los CPI's deben recibir toda la capacidad de flujo que recibe el foso AFO-7351, con base a su nivel se deberá realizar un encendido escalonado de las bombas de acuerdo con los valores predeterminados de operación. El apagado de las bombas también se realizará de forma escalonada a unos niveles distintos a los encendidos. En la tabla 1 se muestran los niveles de encendido de las bombas de acuerdo con la lógica planteada:

No. Bomba	Nivel Encendido (m)	Nivel Apagado (m)
1	1.3	1.19
2	1.5	1.4
3	1.75	1.5
4	1.88	1.62

Tabla 1. Niveles de encendido de las bombas.

b. CONTROL DE RECIRCULACION POR PRESION PIC-73253A

El lazo de control de recirculación por presión PIC-73253 controla la apertura de la válvula de recirculación de agua hacia el foso de aquietamiento y mantendrá una presión constante sobre el cabezal de descarga de las bombas. (Se espera que durante la mayor parte de la operación este lazo esté saturado con la válvula de recirculación cerrada).

En operación normal el lazo de recirculación PIC-73253A operará en caso que la presión medida en la descarga de las bombas en el PIT-73253 alcance un valor alto de presión determinado, abriendo la válvula de recirculación permitiendo mantener la presión dentro del rango operativo sin apagar el sistema de bombeo.

El control de presión PIC-73253A se basa en un algoritmo PID directo, cuya entrada es el valor leído por el transmisor de presión PIT-73253 del cabezal de descarga de las bombas, el set point es determinado por el número de bombas operativas (tabla 2) y la salida es la señal porcentual de apertura de la válvula de control de recirculación PCV-73253.

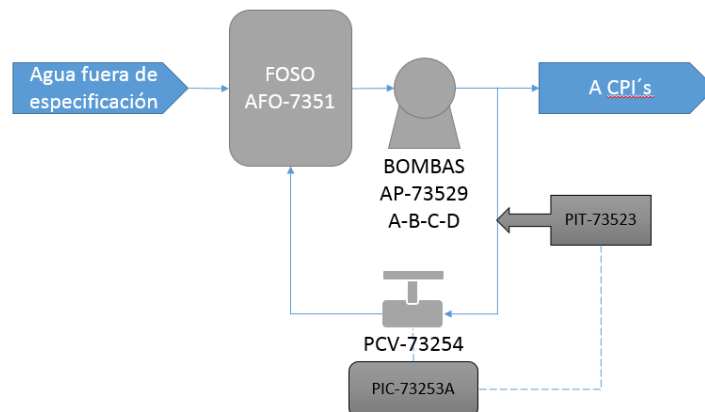


Figura 15. Lazo de recirculación por presión AFO-7351.

No. Bomba	Set Presión (psig)
1	36
2	35
3	34

Tabla 2. Set point de PIC-73253A en función del número de bombas operativas.

c. CONTROL DE RECIRCULACIÓN POR PRESIÓN PIC-73263

El lazo de control de recirculación por presión PIC-73263 controlará la apertura de la válvula de recirculación de agua hacia el foso de aquietamiento AFO-7343 y mantendrá una presión constante sobre el cabezal de descarga de las bombas. (Se espera que durante la mayor parte de la operación este lazo esté saturado con la válvula de recirculación cerrada).

En operación normal el lazo de recirculación PIC-73263 operará en caso que la presión medida en la descarga de las bombas en el PIT-73263 alcance un valor alto de presión determinado, abriendo la válvula de recirculación permitiendo mantener la presión dentro del rango operativo sin apagar el sistema de bombeo.

Para el control de presión máxima PIC-73263 del lazo de recirculación se tienen los siguientes elementos:

- Transmisor de presión de descarga de bombas hacia torres PIT-73263.
- Válvula de control de recirculación PCV-73263.

El control de presión PIC-73263 se basa en un algoritmo PID directo, cuya entrada es el valor leído por el transmisor de presión PIT-73263 del cabezal de descarga de las bombas, el set point es determinado por el número de bombas operativas (tabla 2) y la salida es la señal porcentual de apertura de la válvula de control de recirculación PCV-73263.

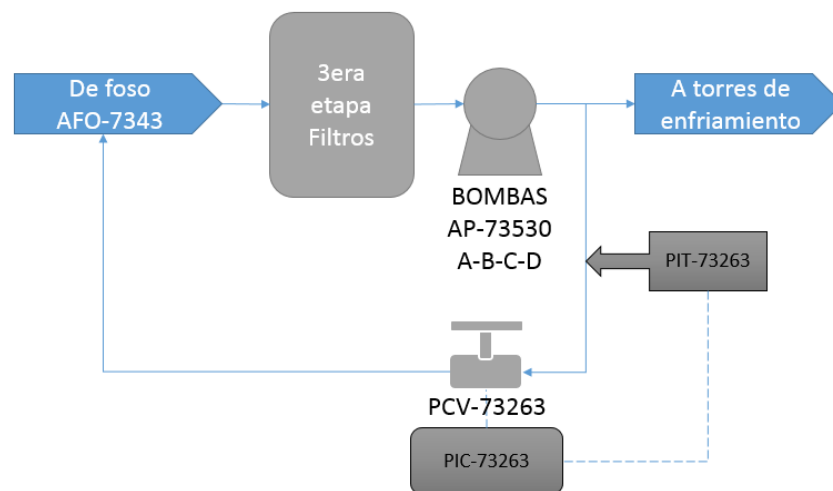


Figura 16. Lazo de recirculación por presión AFO-7343.

d. BOMBEO DE AGUA DESDE SEPARADOR API ABA-73611 HACIA BREAK TANK AFO-7343 Y AGUA PARA RETROLAVADO DE DECANTADORES

Para llevar el agua desde el separador API ABA-73611 hacia Break Tank AFO-7343 y agua para retro lavado de decantadores se tendrán dos unidades de bombeo una operativa y una en stand by.

Cada unidad de bombeo cuenta con un foso independiente que será alineado por el operador a través de la compuerta manual de la entrada a cada uno de los fosos, por ello la lógica de control operará únicamente sobre la bomba del foso que se encuentra alineado.

En el foso de agua que se encuentre alineado por el operador al alcanzar un alto nivel, el sistema de control envía el comando de arranque de la bomba asociada al foso.

Al alcanzar un bajo nivel en el transmisor de nivel, el sistema de control verifica si se requiere agua para retro lavado de decantadores, es decir, si alguna de las válvulas de ingreso de agua para retro lavado se encuentra en posición abierta, continúa bombeando agua hacia los decantadores y envía el comando de override de cero por ciento (0%) a la válvula PCV-73254 para bombear toda el agua disponible hacia los decantadores.

Si se alcanza un bajo nivel en el transmisor de nivel y no se requiere agua para retro lavado, es decir, si todas las válvulas para retro lavado de decantadores se encuentran en posición cerrada, el sistema de control envía el comando de parada de la bomba en nivel bajo para dejar una reserva en el foso en caso de requerirse agua para retro lavado.

Cuando al menos una de las válvulas de retro lavado de decantadores se abra, el sistema de control deberá verificar si alguna de las bombas se encuentra encendida, si no es así, deberá verificar que unidad de bombeo se encuentra alineada (verificando la información ingresada por el operador), verificar el nivel del foso asociado (el nivel podrá ser

inferior al nivel bajo para el encendido de la bomba para suministrar agua de retro lavado de decantadores) y enviar el comando de encendido a la bomba respectiva.

Como protección de las bombas si se alcanza un nivel bajo bajo envía el comando de parada de la bomba este o no suministrando agua a retro lavado de decantadores.

Para la entrada de la bomba de respaldo el operador deberá realizar la selección y alineamiento del foso a través de la compuerta manual de la bomba que va a operar.

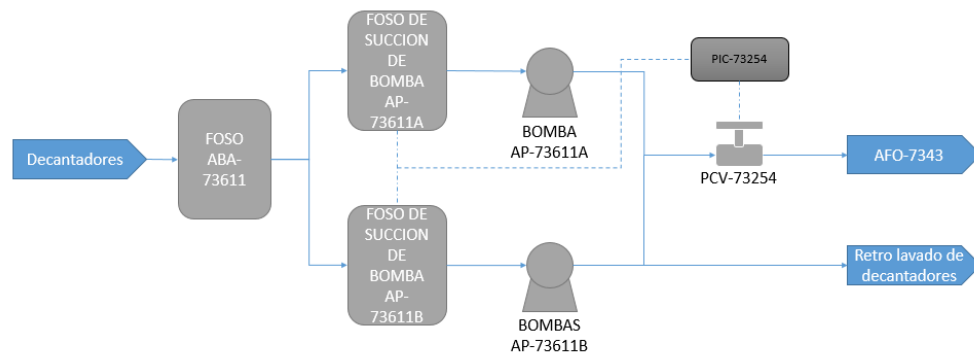


Figura 17. Diagrama lógico de bombeo de agua desde separador API ABA-73611 hacia AFO-7343 y agua para retro lavado de decantadores.

CONCLUSIONES

1. La práctica empresarial representa una parte fundamental del desarrollo profesional de un estudiante, brindándole la oportunidad de observar de cerca el funcionamiento día a día de una empresa y permitiéndole aplicar los conocimientos adquiridos a lo largo de sus estudios universitarios.
2. Los profesionales de que forman parte de la empresa Instrumentos y Controles S.A. deben ser ingenieros pro activos con capacidad de diseñar e implementar sistemas funcionales para entregar un producto totalmente operativo y robusto al cliente.
3. Antes de realizar cualquier configuración es bueno realizar la consulta con los ingenieros más experimentados ya que en muchos casos ya se han realizado configuraciones similares completamente funcionales y es posible basarse en ellas.
4. Es esencial que cualquier lógica o algoritmo realizado sea correctamente comentado para que cualquiera pueda interpretarlo ya que en muchos casos el ingeniero que desarrollo dicha lógica no es el mismo que está en el arranque de la planta o el que va a hacer un mantenimiento o servicio.
5. Las herramientas computacionales son de gran importancia para el diseño de proyectos ya que permiten simular y revisar lógicas de control y HMI desarrolladas antes de ser implementadas para poder realizar correcciones antes de ser revisadas con el cliente.

BIBLIOGRAFÍA

- [1].ABC ELECTRONICS, ¿Qué es un PLC? Obtenido de la web el día 12 de marzo de 2015 de la URL: <http://www.abcinnova.com/articulos-e-informacion/18-ique-es-un-plc-y-que-beneficios-tiene.html>
- [2].EL ABC DE LA AUTOMATIZACIÓN, Mario Fernández, CONTROL AVANZADO. Obtenido de la web el día 12 de marzo de 2015 de la URL: http://www.aie.cl/files/file/comites/ca/abc/Control_Avanzado.pdf
- [3].EL ABC DE LA AUTOMATIZACIÓN, Samuel Torres, INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE AUTOMATIZACIÓN. Obtenido de la web el día 12 de marzo de 2015 de la URL: http://www.aie.cl/files/file/comites/ca/abc/Integracion_de_Tecnologias.pdf
- [4].EL ABC DE LA AUTOMATIZACIÓN, Raúl Cobo, HMI. Obtenido de la web el día 12 de marzo de 2015 de la URL: <http://www.aie.cl/files/file/comites/ca/abc/hmi.pdf>
- [5].Kneat Solutions, Durga Prasad, The Difference Between a FAT and a SAT. Obtenido de la web el día 12 de marzo de 2015 de la URL: <http://www.kneat.com/2012/03/29/the-difference-between-a-fat-and-a-sat/>
- [6].PAS Technology Conference, Bill Hollifield, The High Performance HMI Handbook, Obtenido de la web el día 12 de marzo de 2015 de la URL: [http://www.pas.com/Downloads-\(1\)/PAS-Technology-Conference/2014-Presentations/PTC2014-The-High-Performance-HMI-Handbook-Second-E.aspx](http://www.pas.com/Downloads-(1)/PAS-Technology-Conference/2014-Presentations/PTC2014-The-High-Performance-HMI-Handbook-Second-E.aspx)