



**TECNOLOGICO NACIONAL DE MEXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE APIZACO**

NOMBRE DEL PROYECTO

**“PROTODCOLOS DE COMUNICACION INSDUSTRIAL FIELDBUS Y HART
PARA LA REFINERIA OLMECA, DOS BOCAS TABASCO EN PRUEBAS
DE LAZOS DE UN CONTROL CENTRAL Y UN CONTROL SATELITAL”**

**INFORME FINAL DE RESIDENCIAS PROFESIONALES EN LA NUEVA
REFINERIA OLMECA, DOS BOCAS TABASCO**

PARA OBTENER EL TITULO PROFESIONAL DE:

“INGENIERO EN MECATRONICA”

PRESENTA:

JULIO CESAR TONIX PINILLO

ASESORES:

ING. KWON YOUNG GUN

DR. CARLOS BUENO AVENDAÑO

APIZACO TLAXCALA 2024



AGRADECIMIENTOS:

Primero que nada, doy gracias a Dios por darme un gran pilar familiar, salud y entendimiento en todo mi camino educativo y académico.

A mi madre por ser mi referencia de vida, mi guía y mentora, educarme con los mejores valores, dándome el amor incondicional, por ser una madre excepcional, por siempre estar ahí apoyándome en los momentos más difíciles.

A mi padre por darme su apoyo y la oportunidad de estudio, enseñándome el valor del trabajo arduo, la perseverancia y nunca dejar de intentar, alentándome en cada paso de mi formación académica y apoyándome con metas y sueños que tengo para mi vida profesional y laboral.

A mis hermanos por ser mi fortaleza en los buenos y malos momentos de mi vida, por contar con su apoyo al igual que mis padres. En este proyecto les dedico estas humildes palabras y esta meta profesional, ya que sin ninguno de ustedes no hubiera podido lograrlo.

A mi escuela el Instituto Tecnológico de Apizaco que me formó en mi etapa académica y me abrió puertas para mi desarrollo profesional. A mis maestros cuyas palabras me alimentarán de sabiduría y madurez, por sus conocimientos rigurosos y precisos, les doy las gracias y donde me encuentre laborando, los llevaré a todos conmigo y en mi corazón. Su semilla de conocimiento, esperanza y confianza germinó en mi alma y espíritu.

RESUMEN:

En este proyecto compartiré la experiencia que adquiriré durante mi estancia en la nueva refinería olmeca, para pruebas de lazo en control y automatización industrial, para después realizar las pruebas funcionales en cada paquete/equipo y preparar cada sistema y subsistema en la puesta en marcha para la planta Hidrodesulfuradora de diésel y planta de desintegración catalítica.

Estar en una refinería aborda muchos retos en el área de la ingeniería, sistemas de comunicación y tecnología. Existen diferentes actividades desde el tendido de cable hasta sistemas de arranque críticos para operación y recirculación de producto Diesel y Gasolinas, es primordial en la rama industrial, ya que debes tener noción de todo el proceso que engloba una planta de producción, entender y llevar un control, automatizar líneas es crítico para la producción en masa, hablamos de que el hecho de parar una línea por un mal control puede generar pérdidas millonarias y en peores casos accidentes fatales. Es por ello que se debe tener una concentración y toda certeza del trabajo que realizas.

La implementación de los sistemas de comunicación, Fielbus, HART y Modbus son clave en la construcción y desarrollo industrial ofrecen grandes ventajas, complementándose uno con el otro, mostraré cuál es su fin, uso y utilidad de cada uno.

En resumen, mi propósito es dar un panorama general de lo que engloba la automatización y control industrial. En este proyecto muestro la simulación, calibración y verificación de los instrumentos de control, puesta en marcha de equipos paquetes y la modificación del plan de trabajo en lazos de control, así como la implementación de los circuitos de control un arreglo para garantizar la seguridad de los operadores y trabajadores. Además, plasmaré el trabajo que hice junto con mis compañeros Coreanos, Mexicanos, Filipinos, Indonesios, etc. Personas de alrededor del mundo y un verdadero trabajo en equipo para arreglar segmentos que se quedaban sin comunicación.

INDICE

AGRADECIMIENTOS	2
RESUMEN	3
FIGURAS.....	6
TABLAS Y ANEXOS	10
INTRODUCCIÓN	11
CAPITULO I NUEVA REFINERIA OLMECA DOS BOCAS TABASCO.....	12
1.Generalidades del proyecto.....	13
1.1 Descripción de la empresa.....	13
1.1.1 Samsung enginnering.....	13
1.1.2 Misión.....	13
1.1.3 Visión	13
1.1.4 Lugar donde se realiza el proyecto.....	14
2. Objetivo general.....	14
3. Específico.....	14
4. Justificación.....	15
CAPITULO II MARCO TEORICO.....	16
5. Prueba de Lazo.....	19
6. Sistemas de control usados en la refineria olmeca	21
6.1 Distributed control system (DCS) sistema de control distribuido.....	21
6.2 Emergency shutdown system (ESD) sistema de paro de emergencia.....	22
6.3 Fire and gas system (SFG) sistema de fuego y gas.....	22
6.4 Seguridad intrínseca	23
7. Instrumentos de control	24
7.1 Transmisor de flujo tipo coriolis.....	24
7.2 Detectores de fuego y gas combustible.....	25
7.3 Detectores de flama	26
7.4 Detector de gas tóxico	27
7.5 Termoelementos.....	28
7.6 Válvulas de regulación.....	30
7.7 Válvulas on/off	31

7.8 Válvula de bloqueo de emergencia (EBV).....	32
7.9 Dispositivos de alivio de presión (PRV).....	33
7.10 Válvula de seguridad de presión (PSV).....	34
7.11 Transmisor de presión diferencial.....	34
7.12 Transmisores de presión.....	36
7.13 Transmisores de temperatura.....	36
7.14 Los transmisores de nivel por radar de onda guiada.....	37
7.15 Transmisor de vibración.....	38
8. Medición de tanques.....	38
9. P&ID Y PFD.....	39
10. Instrument loop diagram.....	42
11. Data Sheet.....	43
12. Calibración de instrumentos.....	47
13. Protocolos de comunicación industrial.....	49
14. Control y automatización.....	60
15. Subestación (MMS SYSTEM).....	62
16. Cuarto de control satélite.....	66
17. Cuarto de control central.....	67
18. Puesta en marcha (COMISIONAMIENTO).....	69
CAPÍTULO III DESARROLLO DEL PROYECTO.....	71
19. Construcción.....	72
20. Precomisionamiento.....	72
CAPÍTULO IV RESULTADOS.....	83
21. Comisionamiento.....	84
22. Pruebas funcionales de instrumentos y controles del sistema.....	87
23. Ejecución de algoritmos de control y sintonización de variables.....	92
CAPÍTULO V CONCLUSIONES.....	99
24. Conclusiones.....	96
CAPÍTULO VI COMPETENCIAS DESARROLLADAS Y ADQUIRIDAS.....	101
25. Competencias desarrolladas.....	102
26. Referencias Bibliográficas.....	104

FIGURAS

Figura 1. Logo de Samsun E&A.....	13
Figura 2. Localización de la empresa.....	14
Figura 3. Division de Proyecto DBNR	17
Figura 4. Esquema de ejecucion de lazos	18
Figura 5. Esquema de organización en CCC	18
Figura 6. Lazo de control	19
Figura 7. Lazo de control para nivel de tanque	19
Figura 8. Prueba de lazo de control completo	20
Figura 9. Esquema de control del sistema DCS.....	21
Figura 10. Sistema de paro de emergencia.....	22
Figura 11. Sistema de Fuego y Gas	23
Figura 12. Barreras de seguridad intrínseca físicas.....	23
Figura 13. Transmisor de Flujo tipo Coriolis.....	24
Figura 14. Efecto Coriolis	25
Figura 15. Detector de Fuego y Detector de Gas Combustible.....	26
Figura 16. Detector de Flama	27
Figura 17. Detector de Gas toxico.....	28
Figura 18. Termoelemento RTD	28
Figura 19. Termoelemento tipo Termopar	29
Figura 20. Termopozos y protecciones	30
Figura 21. Válvula de Control.....	30
Figura 22. Válvulas ON-OFF.....	31
Figura 23. Válvulas ON-OFF accionada manualmente y por solenoide.....	32
Figura 24. Válvulas EBV.....	32
Figura 25. Dispositivos de alivio de presión	33
Figura 26. Válvula de seguridad de presión y diferencia de PSV a PRV.....	34



Figura 27. Transmisor de Presión Diferencial.....	35
Figura 28. Simulación de presión con bomba manual.....	35
Figura 29. Transmisor de Presión.....	36
Figura 30. Transmisor de temperatura	36
Figura 31. Transmisor de nivel de onda guiada.....	37
Figura 32. Regleta para medición visual de nivel.....	37
Figura 33. Transmisor de vibracion.....	38
Figura 34. Medicion de tanques	38
Figura 35. Diagrama PFD.....	39
Figura 36. Diagrama PFD en pantallas de CCC.....	40
Figura 37. Diagrama P&ID	41
Figura 38. Instument Loop Diagram	42
Figura 39. ILD de Samsung E&A.....	43
Figura 40. Datos generales.....	44
Figura 41. Data Sheet.....	44
Figura 42. Calibración Análoga	48
Figura 43. Calibracion Digital	48
Figura 44. Red Básica FF	49
Figura 45. Multiplexor de comunicación.....	50
Figura 46. Grafica de Señal de Bus y diagrama de conexion	51
Figura 47. Prueba con cliente en Segmentos y Multiplexores	51
Figura 48. Señal Analogica	52
Figura 49. Señal Digital.....	53
Figura 50. La señal analogica 4-20 mA no es afectada por la señal HART	53
Figura 51. Comunicación Multipunto	54
Figura 52. Esquema de comunicación MODBUS.....	55

Figura 53. Esquema del sistema SCADA.....	57
Figura 54. Prueba de funcionamiento PROFIBUS.....	58
Figura 55. Tablilla con Borneras.....	59
Figura 56. Esquema del protocolo PROFINET.....	60
Figura 57. Tableros de Control.....	61
Figura 58. Permisivos para arranque de bombas desde tablero eléctrico.....	62
Figura 59. Transformador 14 kV.....	62
Figura 60. Interruptor de Potencia.....	63
Figura 61. Reconectores.....	63
Figura 62. Cuchillas Fusibles.....	63
Figura 63. Pruebas de energización de equipos junto a PEMEX.....	64
Figura 64. Interruptores de tablero eléctrico.....	65
Figura 65. Tablero de Protección contra altos voltajes.....	66
Figura 66. Módulos y tarjetas de control.....	67
Figura 67. Estación de HDDI en cuarto de control central.....	67
Figura 68. Gráfico en pantallas de CCC.....	68
Figura 69. Gráfico de un controlador con feedback o retroalimentación.....	68
Figura 70. Planta Hidrodesulfuradora de Diesel y Coquización.....	70
Figura 71. Limpieza de sistema de lubricado con Flushing.....	72
Figura 72. Flujo laminar, transitorio y turbulento.....	73
Figura 73. Prueba de lazo con equipos desmontados.....	74
Figura 74. Comunicador AMS Trex.....	74
Figura 75. Módulo de comunicación del Device Communicator Plus.....	75
Figura 76. Configuración y calibración de válvula.....	75
Figura 77. Ajuste de Set point en válvula.....	76

Figura 78. Apertura y cierre de válvula.....	76
Figura 79. Diagrama de conexión para VT.....	82
Figura 80. Tabla con forma de onda de señales digitales y analógicas.....	85
Figura 81. Cuarto de control con los controladores (DCS) donde se mandan los comandos y se reciben señales en el llamado cuarto control central (CCC).....	85
Figura 82. Servidor en cuarto de control de instrumentos es el que recibe las señales por fibra óptica en protocolo modbus.....	85
Figura 83. Cuarto de control de instrumentos (CCI) o cuarto control satélite (CCS) recibe la señal del CCC	87
Figura 84. Válvula de control en campo (FY) señal (AO) y (AI) 4 a 20 mA.....	87
Figura 85. Válvula solenoide señal (DO) y seña (DI) ON-OFF	87
Figura 86. Diagramas de Control	87
Figura 87. Gráficos con códigos de color.....	93
Figura 88. Formas de Onda que muestran ruido en Osciloscopio	94
Figura 89. Forma de onda típica de una señal FF sin ruido	94
Figura 90. Diagnóstico de planta para corregir el ruido en la comunicación	95
Figura 91. Grafica con picos en valores nominales debido a Ruido	95
Figura 92. Segmentos con deepswitch en mal posicionamiento.....	96
Figura 93. Verificación de tierras físicas en cajas de conexiones	96
Figura 94. Reducción de exceso de cableado.....	96
Figura 95. Disminución de ruido después de Diagnostico.....	97
Figura 96. Pruebas de sintonización de variables y algoritmos en CCC.....	98



TABLAS

Tabla 1. PV de Temperatura en porcentaje.....	77
Tabla 2. PV de presión en porcentaje y mA	78
Tabla 3. PV de nivel en porcentaje y mA.....	79
Tabla 4. PV de nivel en porcentaje Lineal y Cuadrático con mA.....	80
Tabla 5. PV de nivel para tanques con Incertidumbre en tomas.....	82

ANEXOS

Anexo 1. Data Sheet o Hoja de Datos.....	46
Anexo 2. Matriz Causa-Efecto.....	88
Anexo 3. Diagrama Lógico de Control.....	89
Anexo 4. Ecuaciones de Lazo de Control Complejo.....	90
Anexo 5. Descripción de Lazo de Control Complejo.....	91

INTRODUCCION

“La automatización y el control industrial es la aplicación de diferentes tecnologías para controlar y monitorear un proceso, máquina o dispositivo que habitualmente cumple funciones o tareas repetitivas, haciendo que opere automáticamente, reduciendo al mínimo la intervención humana, pudiendo conseguir que una empresa lleve a cabo su producción de manera óptima y más eficiente, minimizando sus costos de producción, pero manteniendo la calidad de sus productos finales. Esto nos da:

1. Flexibilidad y Escalabilidad de los Procesos Productivos

Mediante la introducción de software y tecnologías que permiten la automatización y control de procesos industriales, la producción no genera errores de ningún tipo y no se detiene en ningún momento.

2. Reducción de Costos

Implantar soluciones de automatización industrial en una empresa agiliza el trabajo, el tiempo y el dinero, generando beneficios prácticamente desde el momento de su implantación.

3. Automatización y Control Total de Todos los Procesos

Introducir sensores en los dispositivos industriales nos permite monitorizar en tiempo real todos los datos del proceso de producción” [1]

La Ingeniería en Automatización y Control cada día presenta mayor demanda en el ámbito industrial, debido al rápido avance tecnológico que presentan los procesos de producción que tienen las empresas, lo cual requiere de profesionales altamente capacitados en el área.

Entre las áreas donde se desarrolla esta disciplina se destacan sectores industriales en rubros como la minería, celulosa, petroleras, petroquímicas, energía eléctrica, metalmecánica, automotriz, textil, alimentos, integración ingenieril entre otras que requieran de una optimización en su sistema de producción.

A continuación, se presenta el procedimiento y estudio obtenido para la automatización de una planta de producción de Diesel, implementando al final un sistema de protección a las líneas de producción y modificación del plan de trabajo en las pruebas de lazo para terminarlas en menor tiempo, reducir tiempo de trabajo y ser la primera planta de toda la refinería en producir producto terminado.



CAPITULO I NUEVA REFINERIA OLMECA, DOS BOCAS TABASCO

1 GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA DONDE APLIQUE MI PROYECTO

1.1.1 SAMSUNG ENGINEERING (AHORA SAMSUNG E&A)

Samsung Engineering Co., Ltd. es una empresa coreana de gestión de proyectos y construcción (EPC&PM) que ofrece una gama completa de servicios de ingeniería que incluyen estudios de viabilidad, diseño, adquisiciones, construcción y puesta en servicio.



Figura 1. Logo de Samsung E&A

1.1.2 MISIÓN

Samsung sigue una filosofía empresarial simple: Dedicar su talento y tecnología a crear productos y servicios superiores que contribuyan a una mejor sociedad global. Para lograrlo establecen un alto valor en sus personas y tecnologías.

1.1.3 VISIÓN

Fuerte compromiso con lo Básico

Rigurosidad, dedicación a la seguridad y la calidad:

- Considerar la seguridad como el primer principio de la gestión empresarial
- Brindar una calidad impecable a nuestros clientes

Acumulación de Tecnología

Mejorar la competencia y utilizar tecnología completa

- Lograr un nivel de competencia inigualable
- Resolver problemas usando destreza tecnológica

Respeto y Colaboración

Mejorar el rendimiento a través del respeto y colaboración

- Respetar la individualidad y los puntos de vista de los demás
- Lograr un mejor desempeño a través de la colaboración mutua

Innovación Continua

Crear una cultura donde prospere la innovación

- Salir de la comodidad y probar nuevos métodos
- Cumple siempre los compromisos

1.1.4 LUGAR DONDE SE REALIZA EL PROYECTO

Nombre de la empresa: Samsung E&A, Asociados Constructores (DBNR)

Giro: Industrial

Dirección: Calzada Mariana Escobedo #476 Piso 3, Delegación Miguel Hidalgo, Ciudad de México

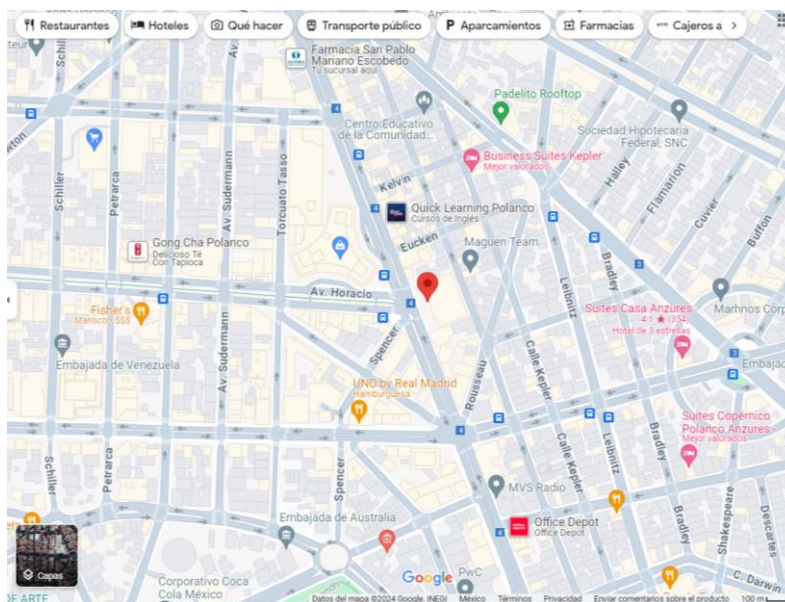


Figura 2. Localización de empresa

2. OBJETIVO GENERAL

Realizar una investigación acerca de los protocolos de comunicación industrial que se manejan en la Planta Hidrodesulfuradora de Diesel de la Nueva Refinería Olmeca, Dos Bocas Tabasco para la puesta en marcha y comisionamiento.

3. ESPECIFICO

- Implementar un reporte de trabajo para las pruebas de lazo, precomisionamiento y comisionamiento con enfoque en la instrumentación y control industrial con ejemplos reales desde el cuarto de control central hasta el cuarto de control satélite y campo de trabajo.
- Elaboración de un listado con los instrumentos principales que se instalaron en líneas de producción, tanques, bombas, torres, intercambiadores de producto, intercambiadores de calor, analizadores en la refinería.

4. JUSTIFICACION

“En México contamos con seis Plantas Refinerías (Tula, Cadereyta, Salamanca, Madero, Minatitlán y Salina Cruz) y una exterior (DeerPark) aun no contando a la refinería Olmeca debido a la puesta en marcha hasta finales del 2024, la producción y refinación de combustibles para 2023 produjo en promedio 808 mil barriles diarios de petrolíferos como gasolinas y diésel, dato que se traduce en una reducción de 0.98 por ciento frente a 2022.

El plan es enviar 1.512 MBD a las refinerías en las que hoy tiene el control y opera Pemex para tener un margen de 480 a 500 MBD y poder continuar exportando.

El gobierno federal tiene en mente mantener una producción no mayor a los 2 MBD, pero esto significaría que solo habría disponibles para exportar entre 180 a 200 mil barriles, dejando a México fuera de los países exportadores a nivel mundial, y pudiendo dejar de pertenecer a la OPEP+ (Organización de Países Exportadores de Petróleo), si ya no exportamos” [2]

Como podemos ver las cifras no son muy alentadoras debido a la producción nacional actual, estamos en una situación que nos pone en una situación difícil, sumando el mantenimiento y rehabilitación de las plantas con las que contamos actualmente se podría cumplir la meta solo si las refinerías en México operaran entre 70 a 75% de utilización con respecto a la capacidad instalada. Para mantener la presencia en el mundo, debemos de incrementar la producción de crudo a 2.5 millones de barriles entre PEMEX y Privados.

Es por ello que ante el reto actual en México existe el dilema de la autosuficiencia en combustibles, la tan ansiada meta de ya no depender de importación extranjera. La cantidad en MBD que se produce no toda es distribuida dentro del mercado mexicano si no que se reparte igual para mercado extranjero.

En este proyecto que presento partiré del estudio que realice en la Refinería más grande de México con la última tecnología y estándares de calidad, mi trabajo en cada etapa de construcción y comisionamiento me permitió hacer un criterio de la situación actual en el sector energético de México, es relevante este proyecto porque abordo temas de ingeniería en control que le ayudaran a futuros compañeros egresados con panoramas industriales ya que expongo problemas reales, ejemplos prácticos con evidencia y las soluciones que realizamos para cada problema.

Además, permite estudiar los elementos necesarios para la puesta en marcha en una refinería y en general en una planta de generación de energía, para trabajar de la forma más segura posible, pueden ver los pasos a seguir y proponer algún plan de trabajo diferente. Creo firmemente en que México alcanzará esa autonomía y autosuficiencia que tanto esperamos en un futuro próximo.



CAPITULO II MARCO TEORICO

El proyecto de Dos bocas se dividió en paquetes para diferentes constructoras, yo trabajé en una del paquete 2 que consiste en plantas de proceso. En HDDI la más grande de Samsung.

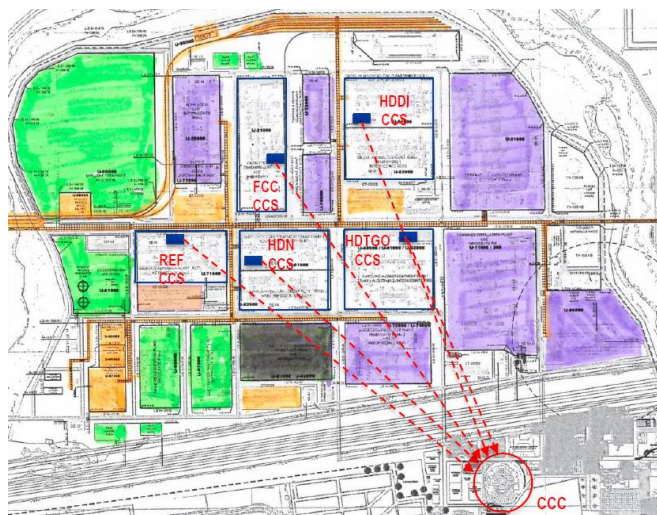


Figura 3. División del Proyecto Nueva Refinería Dos Bocas Tabasco

Este es el plan de trabajo que se siguió durante las pruebas de lazos. Para el control y la instrumentación es muy amplia y compleja el área de trabajo ya que afecta a cada sistema y subsistema, siendo así:

FIELD O CAMPO: El supervisor debe tener a su mando 2 técnicos y 1 ayudante, en sitio se hace el trabajo de tendido de cable a caja de conexión (JB), conexión y energización de multiplexores en caso de ser FF (TMUX), conexión a instrumentos, timbrado (pruebas de continuidad), energización de instrumento, configuración, calibración y posteriormente su prueba de lazo.

CUARTO DE CONTROL SATELITE (CCS): En este cuarto es donde tenemos todos los gabinetes de control donde, principalmente se manejaron 3 subsistemas que es (SCD) Distributed Control System o Sistema de Control Distribuido, (SFG) Fire and Gas System o Sistema de Fuego y Gas, (ESD) Emergency Shutdown System o Sistema de Paro de Emergencia, que son críticos para la operación de la planta. Hay más como MMS que es para el monitoreo de máquinas y de equipos paquete, en estos gabinetes monitoreamos cada señal de cada instrumento, con la alimentación, para ello tenemos Relevadores en tabllas, Fuentes, transformadores, fusibles, sistema de tierras, tarjetas de control, sistemas redundantes, ventiladores, etc. Y manejamos 4 tipos de señales principales que son: Analog Input o Entrada Analoga (AI), Analog Output o Salida Analoga (AO), Digital Input o Entrada Digital (DI), Digital Output o Salida Digital (DO). De acuerdo con todo eso tenemos que verificar lazo por lazo, punto por punto cada señal que hay en cada instrumento de la planta.

CUARTO DE CONTROL CENTRAL (CCC): El cuarto de control central es el cerebro de toda la refinería, ahí están las estaciones, operadores, los servidores y networks con los que cada planta trabaja individualmente. Aquí se hace el comisionamiento de las señales antes de hacer pruebas de lazos y por protocolo ModBus se hace match con las pantallas de CCS para recibir la misma información que tenemos en Campo.

Ejecución de prueba de bucle en CCC (en caso de bucle de control simple)

Ineficiencia
*Retraso y ruido en la comunicación

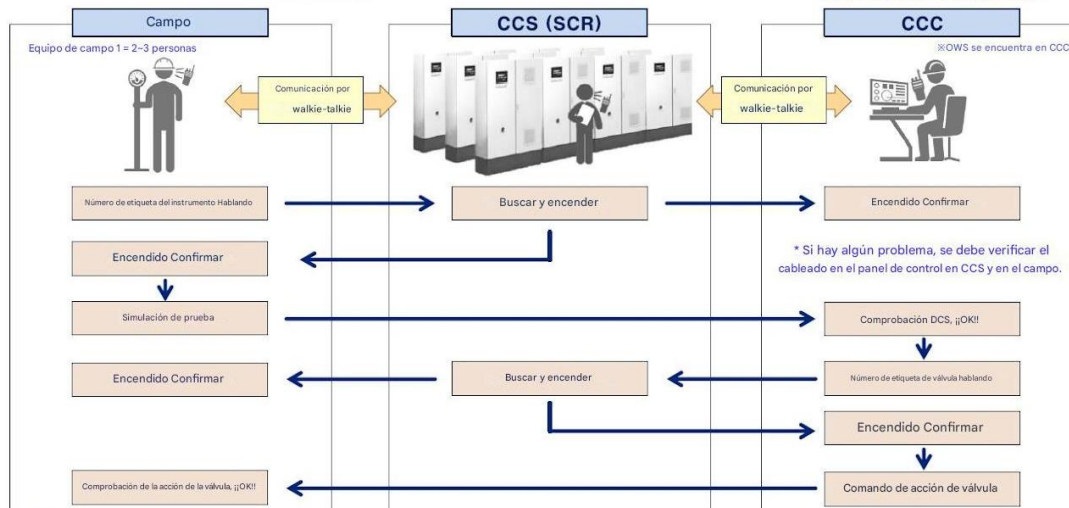
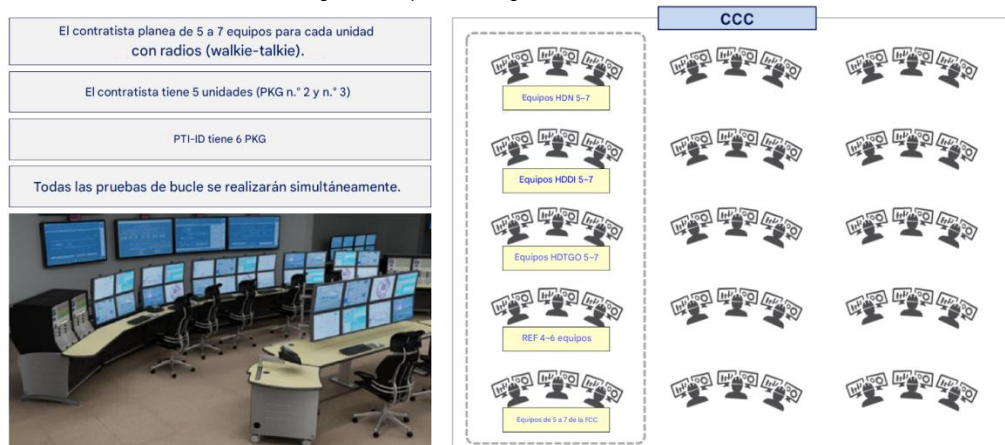


Figura 4. Esquema de ejecución de lazos

Por la magnitud de este proyecto teníamos dos operadores en CCC para estar recibiendo cada día lazos de diferentes frentes de trabajo en los dos trenes de producción.

Figura 5. Esquema de organización en CCC

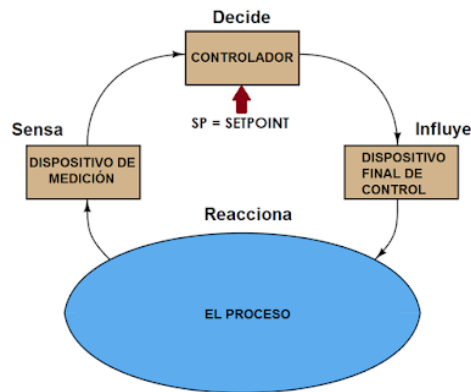


Es interesante ya que cada elemento no puede funcionar sin otro, para mí que estudie totalmente esto en mi formación Profesional es muy gratificante formar parte de este proyecto que ayudará a mi país México a alcanzar esa independencia energética que tanto buscamos desde hace años y contribuir con el desarrollo industrial de mi nación, siendo así el comienzo con los fundamentos de mi investigación, acérquense conmigo a averiguar lo que es trabajar en la puesta en marcha de una planta refinadora.

5. PRUEBAS DE LAZO

“Un lazo o bucle de control es el sistema compuesto por el dispositivo de medición, el controlador, el elemento final de control y el propio proceso. El objetivo es mantener el proceso estable, independientemente de perturbaciones y desajustes. Ejemplos de proceso, pueden ser, la temperatura de un reactor, el caudal de entrada de un producto químico, el flujo de una línea con carga, etc.

Figura 6. Lazo de Control



Una vez hecha la medición deseada, el dispositivo de medición normalmente transmite una señal, que representa a dicha medición, hacia un dispositivo llamado controlador, en el que una acción humana o automatizada tendrá lugar. Si la acción controladora es automatizada, el controlador envía una señal hacia el dispositivo final de control el cual, a su vez, ejerce influencia sobre la variable que se está midiendo. El dispositivo final de control, normalmente es una válvula de control, un motor eléctrico o un calentador eléctrico. El SP = Setpoint es el valor al que deseamos que se mantenga la variable de proceso” [3]

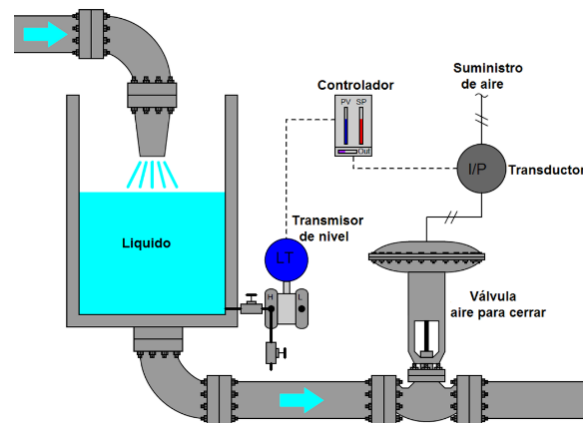


Figura 7. Lazo de Control para nivel de tanque

En la Figura 6, el dispositivo de medición es el transmisor de nivel (Level Transmitter), el cual es tipo presión diferencial. Se mide el nivel en un tanque atmosférico, por ello, se observa conectada la toma de alta presión (H) en el fondo del tanque y la toma de baja

presión no se conecta. El controlador es un instrumento electrónico llamado controlador de procesos. Finalmente, el dispositivo final de control es la válvula, entre el controlador y la válvula se encuentra un transductor tipo I/P. Este transductor sirve como convertidor de señal, ya que transforma la señal eléctrica de control en una señal neumática que acciona a la válvula.

Siguiendo con el proceso, la PV es el nivel del tanque y el SP es el nivel deseado por el personal de planta (por lo que se aprecia en las barras de color: 75%). Observé también, que existen líneas con estilo punteado entre el transmisor de nivel y el controlador; y entre este último y el transductor. Este estilo de línea se refiere a señal eléctrica entre los instrumentos. El otro estilo de línea (entre el transductor y la válvula) indica una señal tipo neumática.

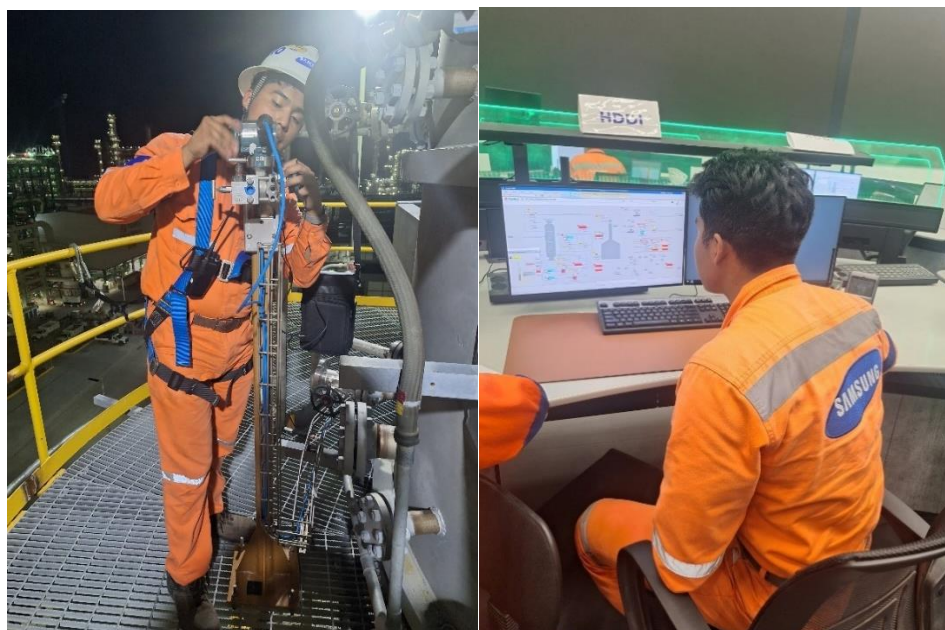


Figura 8. Prueba de lazo de control completo

En la figura 8 muestro el lazo de una válvula de control antes de montarla a la línea, lo realice junto a uno de mis técnicos. El instrumento es de Presión que va sobre una parrilla en una Destiladora. Para este ejemplo hay un PV o variable de proceso de 0~12kg/cm² entonces con el comunicador Emerson TREX ingreso en la configuración FieldBus, la toma está en Alta, la lógica de control que dicta es que la válvula es N/C o normal cerrada a un setpoint o SP del 75% ósea 9 kg/cm² abre. Como el elemento final de control es la válvula el transductor transforma la señal eléctrica a una señal neumática que envía al controlador y hace accionar la válvula.

6. SISTEMAS DE CONTROL USADOS EN LA REFINERÍA OLMECA

6.1 SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO (DCS)

“DCS se encarga de la supervisión y el control de las unidades de proceso, manteniendo los parámetros operativos dentro de los márgenes definidos.

El alcance del DCS considera todo el hardware, software, licencias y servicios para ejecutar el control y monitorización de cada unidad de proceso.

El DCS se diseñó siguiendo las siguientes directrices para la refinería olmeca:

- El DCS tiene fuentes de alimentación dedicadas, con una carga máxima del 70%. La fuente de alimentación del sistema es redundante y de 120 VCA proveniente del SFI (Sistema de Fuego y Gas)
- El DCS tiene controladores redundantes dedicados con una carga máxima del 60%. (Redundancia en redes se conforman de dos o más sistemas que sirven de respaldo entre sí)
- El DCS tiene módulos de E/S dedicados para gestionar e integrar todos los instrumentos y dispositivos de campo asociados con el sistema, a través de señales analógicas de entrada y salida por medio del protocolo Foundation Fieldbus (FF) y/o el protocolo HART en caso de que el Foundation Fieldbus no sea aplicable, así como señales discretas de entrada y salida.
- **Importante** Todos los protocolos integrados llevan circuito de seguridad intrínseca.
- Los canales del módulo de entrada y salida van aislados entre sí.
- Los módulos de entrada y salida para bucles de control cerrados son considerados redundantes, esto para garantizar en caso de una pérdida de energía que retomen el proceso y haya una desenergización segura” [4]

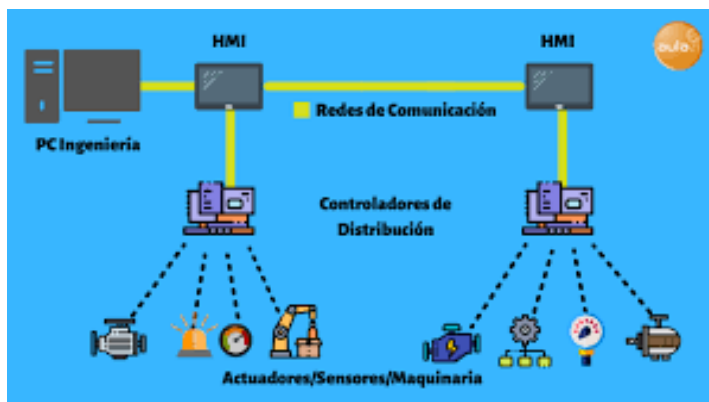


Figura 9. Esquema de control del sistema DCS

6.2 SISTEMA DE PARO DE EMERGENCIA (ESD)

“El ESD se basa en un sistema instrumentado de seguridad (SIS), con la función principal de vigilar y determinar las condiciones críticas de funcionamiento en los procesos, de modo que cuando éstas se y conduzcan automáticamente al estado seguro de la planta mediante una secuencia lógica configurada.

El ESD implementa funciones de seguridad instrumentadas (SIF) y se utiliza para prevenir sucesos peligrosos, proteger a las personas y al medio ambiente y/o evitar daños en los equipos e instalaciones del proceso.

Es por ello que la instrumentación industrial es muy importante en procesos críticos y puesta en marcha de plantas.

La ESD se diseñó siguiendo las siguientes directrices para la refinería olmeca:

- La ESD se diseñó basándose en la última norma IEC 61511 e IEC 61508 para su implementación, cumpliendo con todas las fases del ciclo de vida de la seguridad.
- El ESD está estrictamente diseñado bajo el criterio de "Desenergizado para Disparo", es decir, los elementos de entrada/salida estarán desenergizados para realizar la función de seguridad.
- Los componentes del ESD tales como: Sensores, solucionadores lógicos y elementos finales son independientes de cualquier otro sistema de seguridad y/o control.
- El ESD tienen fuentes de alimentación dedicadas, con una carga máxima del 70%. Las fuentes de alimentación del sistema estarán en disposición redundante, alimentadas a 120 VCA desde SFI” [5]

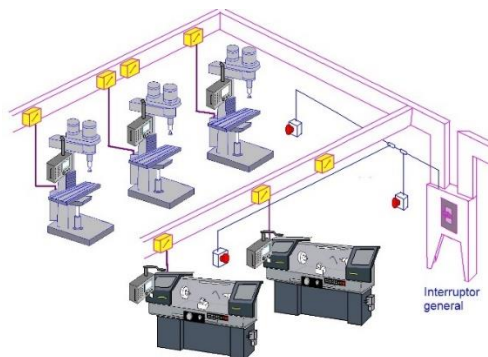


Figura 10. Sistema de paro de emergencia

6.3 SISTEMA DE FUEGO Y GAS (SFG)

“El SFG está basado en un Sistema Instrumentado de Seguridad que monitoriza y detecta la presencia de riesgos (incendio, fugas de combustible y/o gas tóxico), y activará las alarmas sonoras y visibles, así como los sistemas de rociadores y mitigación para eliminar riesgos indeseables en las áreas de proceso.

La activación de los sistemas de rociadores y mitigación puede realizarse automáticamente, desde estaciones manuales ubicadas dentro del área de proceso, así como desde las estaciones de operación en la Sala de Control Central.

Los SFG se diseñarán siguiendo como mínimo las siguientes directrices:

- El SFG está diseñado bajo el criterio "Energizado para Disparo" (Energize to Trip), es decir, los elementos de salida deberán estar energizados para realizar la función de alarma y/o mitigación.
- Los componentes del SFG tales como: detectores, solucionadores lógicos y elementos finales deberán ser independientes de cualquier otro sistema, otro sistema de control y seguridad.
- El SFG tiene fuentes de alimentación dedicadas, con una carga máxima del 70%. Las fuentes de alimentación del sistema estarán en disposición redundante, alimentadas a 120 VCA desde el SFI.
- El SFG funciona con controladores dedicados, en disposición redundante, con una carga máxima del 60%.
- El SFG tendrá entradas y salidas dedicadas, a través de señales de entrada analógicas de 4-20 mA con protocolo HART, así como entradas discretas y salidas discretas.
- Los canales de los módulos de entrada y salida se encuentran aislados entre sí.
- Hay módulos de entrada y salida redundantes" [6]



Figura 11. Sistema de Fuego y Gas

6.4 SEGURIDAD INTRÍNSECA

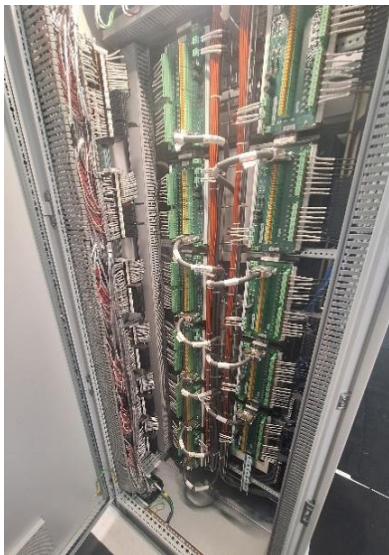


Figura 12. Barreras de seguridad intrínseca físicas

La instrumentación de campo debe cumplir con el concepto de seguridad intrínseca, el cumplimiento del diseño e instalación con seguridad intrínseca debe ser verificado por un tercero especializado con experiencia comprobada en la certificación de los lazos de medición (monitoreo) y control que incluyan instrumentación para los Sistemas de Control y Seguridad de Procesos. Estuve verificando cada elemento del SFI ya que de este sistema depende la preservación y seguridad de equipos.

Las barreras de seguridad intrínseca para FF se instalaron en arreglos dentro de cajas de conexiones y con accesorios que cumplan con la clasificación del área donde se instalen.

7. INSTRUMENTOS DE CONTROL

En la Refinería Olmeca usamos muchos tipos de Instrumentos siendo así que hay diferentes plantas dentro de la misma me enfocaré en los instrumentos con los que trabajé en la planta Hidrodesulfuradora y de desintegración catalítica.

7.1 TRANSMISOR DE FLUJO TIPO CORIOLIS

La característica crucial de este tipo de instrumento de flujo es que es el más preciso de todos los medidores de flujo disponibles. Estos instrumentos requieren poco mantenimiento porque no tienen partes móviles que puedan causar desgaste. También rara vez requieren calibración. “Dado que miden el flujo másico en lugar de solo el volumen de los fluidos, son adecuados para medir el caudal de los materiales que se venden por peso y no por volumen. Y en la industria del petróleo y el gas, el valor de productos como el petróleo se mide mediante unidades de calentamiento (como BTU).

El medidor de flujo másico proporciona mediciones precisas de fluidos y no se ve afectado por los cambios de temperatura, presión y velocidad de flujo. Esto lo hace excelente para medir el caudal de gases que son más propensos a verse afectados por los cambios antes mencionados. Un transmisor Coriolis se basa en los principios de la mecánica del movimiento. Cuando el líquido del proceso ingresa en el sensor, se divide. Durante la operación, una bobina impulsora provoca que los tubos oscilen a su frecuencia de resonancia natural. A medida que los tubos oscilan, la tensión generada en cada bobina pickoff produce una onda sinusoidal. Esto indica el movimiento de un tubo en relación con el otro.

La demora entre las dos ondas sinusoidales se denomina Delta-T, la cual es directamente proporcional al caudal másico. El funcionamiento básico de los caudalímetros Coriolis se basa en los principios de la mecánica del movimiento. A medida que el líquido se mueve a través de un tubo que vibra es obligado a acelerar mientras se mueve hacia el punto de vibración de amplitud. “[7]

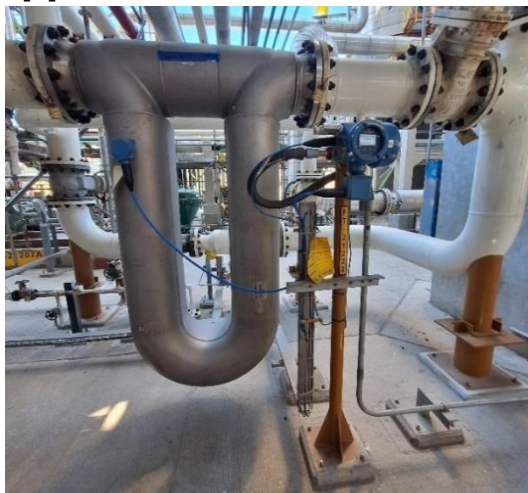


Figura 13. Transmisor de Flujo tipo Coriolis

EFFECTO CORIOLIS

“La fuerza de Coriolis es una fuerza ficticia que aparece cuando un cuerpo está en movimiento con respecto a un sistema en rotación y se describe su movimiento en ese referencial. La fuerza de Coriolis es diferente de la fuerza centrífuga. La fuerza de Coriolis siempre es perpendicular a la dirección del eje de rotación del sistema y a la dirección del movimiento del cuerpo vista desde el sistema en rotación. La fuerza de Coriolis tiene dos componentes:

- Un componente tangencial, debido a la componente radial del movimiento del cuerpo.
- Un componente radial, debido a la componente tangencial del movimiento del cuerpo.” [8]

La componente del movimiento del cuerpo paralela al eje de rotación no engendra fuerza de Coriolis. El valor de la fuerza de Coriolis F_c es:

$$F_c = -2m (\omega \times v)$$

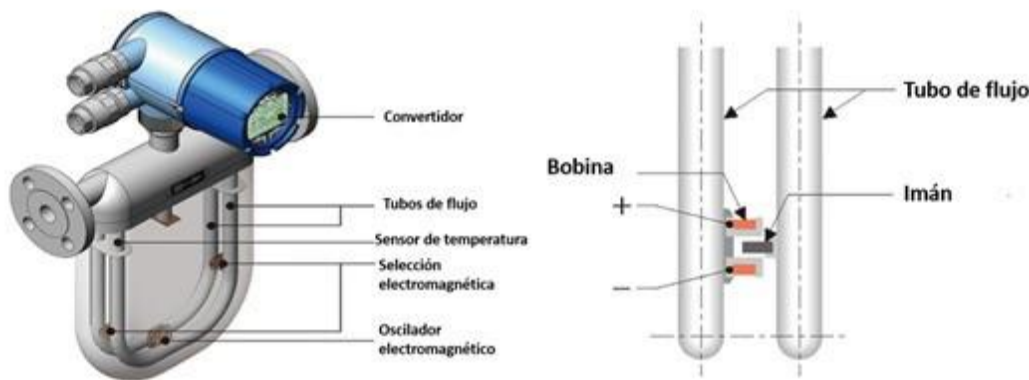


Figura 14. Efecto Coriolis

7.2 DETECTORES DE FUEGO Y GAS COMBUSTIBLE

“Los sistemas de fuego y gas (F&G) son herramientas que permiten proteger de eventos inflamables y tóxicos a las instalaciones de procesos, frente a un escenario de pérdida de contención de materiales peligrosos. Si bien es posible reducir el riesgo de una planta con sistemas instrumentados de seguridad, un sistema F&G constituye la última capa de seguridad preventiva, que, en caso de falla, desencadenará un evento peligroso produciendo fugas tóxicas, incendios o explosiones. Un sistema de F&G es una capa de mitigación que intenta minimizar las consecuencias y evitar un “efecto dominó” en caso de generarse el evento.” [7]

- Se identifican los escenarios capaces de generar consecuencias por fogonazo y sobrepresión y se procede a generar los contornos de fuga y las huellas sobre el plano de planta a la altura de interés.
- Cada evento tiene una frecuencia asociada, la cual debe ser establecida.
- El solapamiento de las nubes genera áreas de mayor concentración de frecuencia (ranking), lo que permitirá visualizar las zonas óptimas de ubicación de detectores.
- Se ubican los detectores en esas regiones, comenzando por la ubicación en la planta con mayor riesgo. Una vez que se asigna un detector en una posición, se recalcula el nuevo riesgo de los eventos aún sin detectar.
- Si la cobertura objetivo no es alcanzada, se ubican más detectores repitiendo el proceso anterior hasta lograr el valor de objetivo de cobertura.



Figura 15. Detector de Fuego y Gas Combustible

7.3 DETECTORES DE FLAMA

- Se determina la longitud de la llama del chorro de fuego o el diámetro del charco incendiado producido por cada escenario en particular, mediante un programa de simulación.
- Cada una de estas dimensiones se grafican en el plano de planta y se verifica si cortan o no alguno de los conos de visión de los detectores de fuego a incorporar, a la altura a la que se produce la llama.
- De acuerdo al fluido que producirá el evento de fuego y a la sensibilidad escogida para el detector, se determina el tamaño y el alcance del cono de visión.
- En el caso de los charcos incendiados, el cono se corta con un plano de altura 0 m, debido a que los charcos ocurren a nivel de piso. Para los chorros de fuego, el cono se corta con un plano de la altura a la que ocurre el evento de fuego.

“En esencia es un tipo de sensor que puede detectar y responder a la presencia de una llama. Estos detectores tienen la capacidad de identificar el líquido sin humo y el humo que puede crear un fuego abierto. Los detectores de flama utilizan tecnología ultravioleta (UV) o infrarroja (IR) para identificar las llamas, lo que significa que pueden alertar de ellas en menos de un segundo. El detector de llamas responde a la detección de una llama en función de su instalación, por ejemplo, hacer sonar una alarma, desactivar la línea de combustible o incluso activar un sistema de extinción de incendios.” [7]

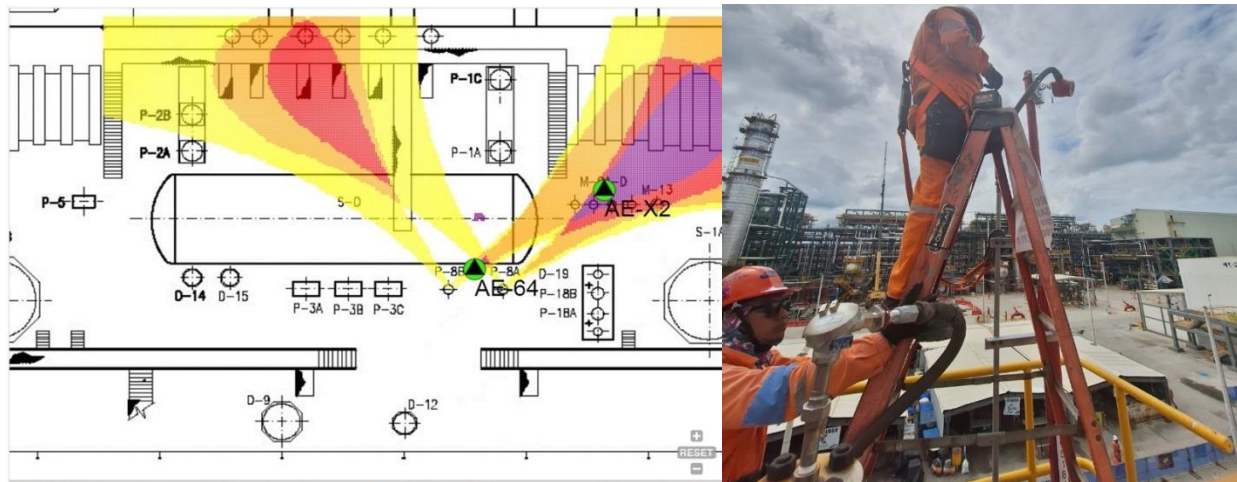


Figura 16. Detector de Flama

7.4 DETECTOR DE GAS TOXICO

“El detector de gas tóxico avisa al operador con un tono de alarma penetrante y con una señal óptica que envía al cuarto de control central a través del sistema DCS (útil en caso de existir ruidos fuertes en el entorno) de la existencia de concentraciones de gas peligrosas que muestra en la pantalla el valor de medición de gas actual. Además, este detector de gas tóxico guarda los valores de medición que transmite y valora en el ordenador. El registro de datos permite guardar todos los valores de medición en el medidor de gas con una cuota de medición desde 1 minuto. El registro es capaz de anotar 900 horas de datos a intervalos de 1 minuto (54.000 registros). Los datos guardados en el detector de gas tóxico pueden ser transferidos al DCS en cualquier momento para su posterior valoración.” [7]

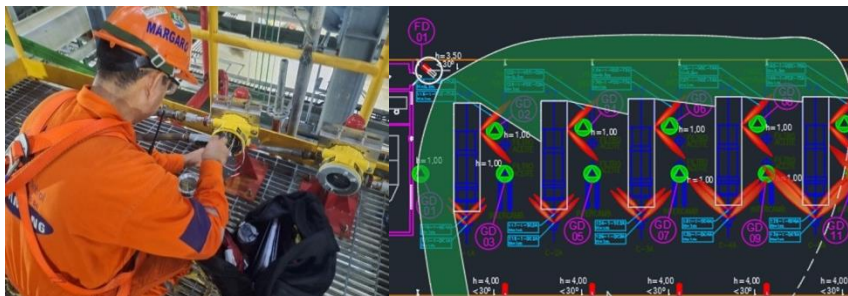
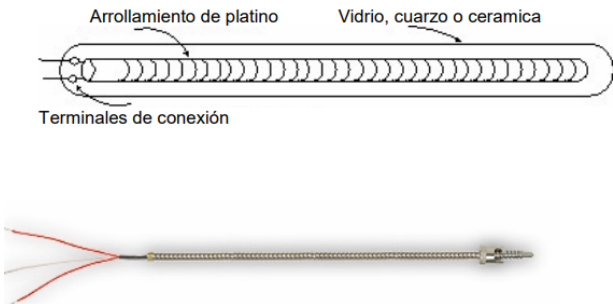


Figura 17. Detector de Gas toxico

7.5 TERMOELEMENTOS

Las termorresistencias (RTD) y los termopares son los tipos más comunes de sensores de temperatura electrónicos utilizados en procesos industriales.

- **RTD**



“Dentro de un sensor RTD hay un elemento sensor (resistencia) que utiliza el cambio en la resistencia eléctrica del metal para determinar la temperatura. A medida que cambia la temperatura, también cambia la resistencia del metal. Por lo tanto, comparando la resistencia conocida con la resistencia medida, se puede calcular la temperatura.

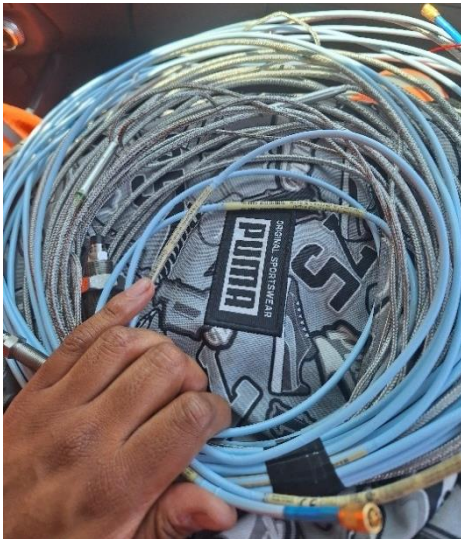


Figura 18. Termoelemento RTD

La resistencia aumenta a medida que aumenta la temperatura del sensor. La relación resistencia vs temperatura es bien conocida y repetible en el tiempo. Un RTD es un dispositivo pasivo. No produce ningún resultado por sí solo. Se utilizan dispositivos electrónicos externos para medir la resistencia del sensor haciendo pasar una pequeña corriente eléctrica a través del sensor para generar un voltaje. Normalmente mide 1 mA o menos, 5 mA como máximo sin riesgo de auto calentamiento.” [7]

- **TERMOPARES**

“Los termopares son sensores de temperatura con un par de hilos metálicos distintos, cada uno con una propiedad eléctrica diferente a distintas temperaturas. El principio de funcionamiento de los termopares es que la energía térmica se convierte en energía eléctrica. En un extremo del termopar, los dos hilos están soldados o conectados de otra forma: éste es el punto de medición. Cuando la temperatura cambia en este punto, la densidad de electrones de cada metal también cambia. La diferencia de temperatura entre los dos metales crea una tensión termoeléctrica. Como la relación entre

temperatura y tensión es conocida, la tensión medida se utiliza para determinar la lectura de temperatura.”[7]

TIPOS DE TERMOPARES

Existen diferentes tipos de termopares, basados en el acoplamiento de metales distintos. Algunos de los acoplamientos metálicos más comunes son:

Termopares básicos

- Tipo J: Rango de aplicación de 95 a 760 °C, con hierro como elemento positivo
- Tipo K: Rango de aplicación de 95 a 1260 °C, con cromel como elemento positivo
- Tipo E: Rango de aplicación de 95 a 900 °C, con cromel como elemento positivo
- Tipo T: Rango de aplicación de 0 a 350 °C, con cobre como elemento positivo

Termopares nobles

- Tipo R: Rango de aplicación de 870 a 1450 °C
- Tipo S: Rango de aplicación de 980 a 1450 °C
- Tipo B: Rango de aplicación de 0 a 1700 °C, con platino y rodio como metales preciosos



Figura 19. Termoelemento tipo Termopar

• TERMOPOZOS Y PROTECCIONES

Un termopozo es un dispositivo de protección de los elementos primarios de medición de temperatura que evita que estos se dañen por la acción de fluidos corrosivos, altas velocidades y presiones. Además, provee la facilidad de cambio del instrumento de medición sin necesidad de suspender o parar el proceso. Los termo pozos son vainas o fundas hechas de un material térmico conductivo que sirve para separar el elemento sensor del medio de medición.



Figura 20. Termopozos y protecciones

Un termopozo es recomendado especialmente para medir sustancias. Además, protege al sensor contra la medición de sustancias agresivas y permite que sea fácilmente reemplazado.

7.6 VALVULAS DE REGULACION / CONTROL

“Las válvulas de regulación, también conocidas como válvulas de control, se utilizan para ajustar y controlar el flujo de fluidos o gases en un sistema. Estas válvulas están diseñadas para proporcionar un control preciso de la cantidad de flujo que pasa a través de ellas.

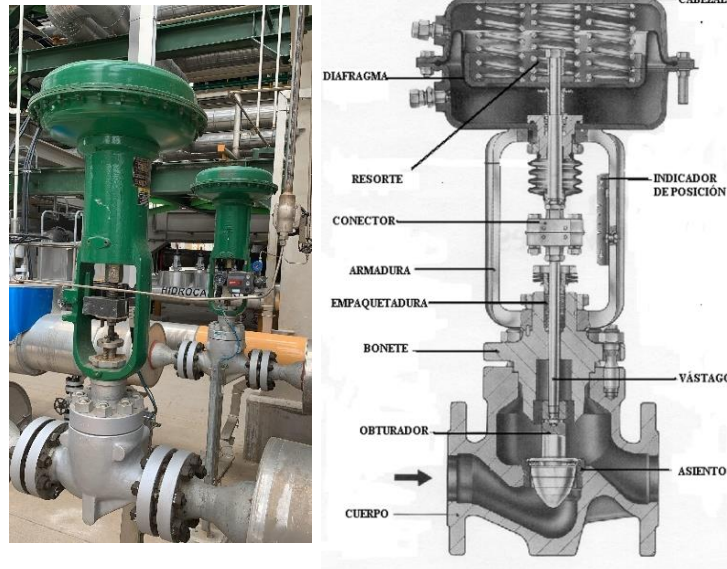


Figura 21. Válvula de Control

Permiten ajustar el flujo a diferentes niveles, lo que las hace ideales para situaciones donde se requiere una regulación precisa.

Esta capacidad de ajuste fino permite regular el flujo según las necesidades del sistema, lo que resulta en un control más preciso y eficiente. Las válvulas de regulación son altamente flexibles, ya que pueden adaptarse a diferentes condiciones de operación. Pueden funcionar en una amplia gama de caudales y presiones.” [7]

Estas válvulas pueden soportar cambios en la carga del sistema y ajustarse automáticamente para mantener el flujo deseado. Pueden compensar automáticamente las fluctuaciones de presión y caudal, manteniendo así una salida estable.

Por lo tanto, la válvula de control usada para controlar el flujo de un fluido, comportándose como un orificio de área continuamente variable, que modifica la pérdida de carga, según lo dirigido por la señal de un controlador.

Esto permite el control del caudal y el consiguiente control de las variables del proceso tales como presión, temperatura y nivel.

7.7 VALVULAS ON/OFF

“Las válvulas On/off, también conocidas como válvulas de todo o nada, son un tipo de válvulas que solo tienen dos estados: completamente abiertas o cerradas. Estas válvulas son ampliamente utilizadas en aplicaciones donde el flujo o la interrupción completos del flujo son necesarios.” [7]



Figura 22. Válvulas ON-OFF

Una de las principales ventajas de las válvulas ON/OFF es su simplicidad. Debido a su diseño de dos posiciones, estas válvulas son fáciles de operar y mantener. No requieren ajustes precisos ni controles complicados, lo que simplifica su instalación y uso en diferentes sistemas.



Figura 23. Válvulas ON-OFF accionada manualmente y por solenoide

Por un diseño simple, las válvulas ON/OFF son conocidas por su fiabilidad. Al tener solo dos posiciones, la posibilidad de fallas o fugas es menor en comparación con las válvulas de regulación más complejas. Las válvulas ON/OFF proporcionan un cierre hermético cuando están completamente cerradas, lo que evita fugas o contaminación del fluido en el sistema.

7.8 VALVULA DE BLOQUEO DE EMERGENCIA (EBV)

“La válvula de bloqueo de emergencia está diseñada para controlar un incidente peligroso. Estas son válvulas para aislamiento de emergencia y están diseñadas para detener la liberación incontrolada de materiales inflamables o tóxicos. Cualquier válvula en la zona de incendio que maneje líquidos inflamables debe ser a prueba de incendios.

De acuerdo con los requisitos y casos de diseño, la válvula de corte de emergencia EBV debe instalarse en la línea de salida (o entrada) adyacente al equipo de alto riesgo de incendio y completamente aislada para detener la liberación de materiales inflamables o tóxicos. La válvula de bloqueo de emergencia generalmente se requiere para equipos de alto fuego y zonas de fuego.” [7]

Figura 24. Válvulas EBV



7.9 DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESION (PRV)

“Los dispositivos de alivio de presión son elementos utilizados en cualquier recipiente que contenga gases o líquidos a presiones mayores a la atmosférica que evitan que el recipiente sufra roturas ante elevaciones excesivas de presión. Su función es proteger los distintos equipos (recipientes, intercambiadores de calor, bombas, compresores, etc.) ante un elevado aumento de presión, generalmente debido a una falla en el proceso. Actúan liberando el fluido (líquido o gas) que circula o se almacena en el equipo protegido, ya sea a la atmósfera o a un caño o recipiente colector especialmente diseñado para tal función.” [7]



Figura 25. Dispositivos de alivio de presión

La regulación de la presión es vital para todos los medios que fluyen por las tuberías. Las válvulas reguladoras de presión incluyen válvulas sostenedoras, reductoras y de alivio de presión para proporcionar condiciones de operación seguras y eficientes y responder automáticamente a los cambios para mantener la presión establecida. Cuando el fluido entra en la válvula PRV a alta presión, el mecanismo interno comprime el diafragma para reducir el flujo de fluido.

Esto puede ayudar a reducir la presión del fluido, lo que a su vez reduce las tensiones en los accesorios y tuberías instalados más allá de la válvula PRV.

Las válvulas sensoras de presión reaccionan a los cambios de presión y, mediante una válvula integral, proporcionan señalización neumática o control directo sobre un proceso. Los filtros se utilizan antes de las válvulas reguladoras de presión para protegerlas de los desechos transportados por fluidos y la contaminación que afectarían su funcionamiento.

Funcionamiento

- Mide la presión del lado de descarga de la válvula
- Si la presión aumenta, la válvula se cierra
- Si la presión disminuye, la válvula se abre

Beneficios

- Protege contra sobrepresiones que podrían causar daños o explosiones
- Garantiza una presión estable y segura en los sistemas

7.10 VALVULA DE SEGURIDAD DE PRESION (PSV)

“Una válvula de seguridad es un tipo de válvula de alivio de presión que se utiliza principalmente como medida de seguridad para un sistema. Estas válvulas se instalan en sistemas en los que existe la posibilidad de que se produzcan aumentos rápidos de presión que luego pueden provocar explosiones o daños en el equipo.

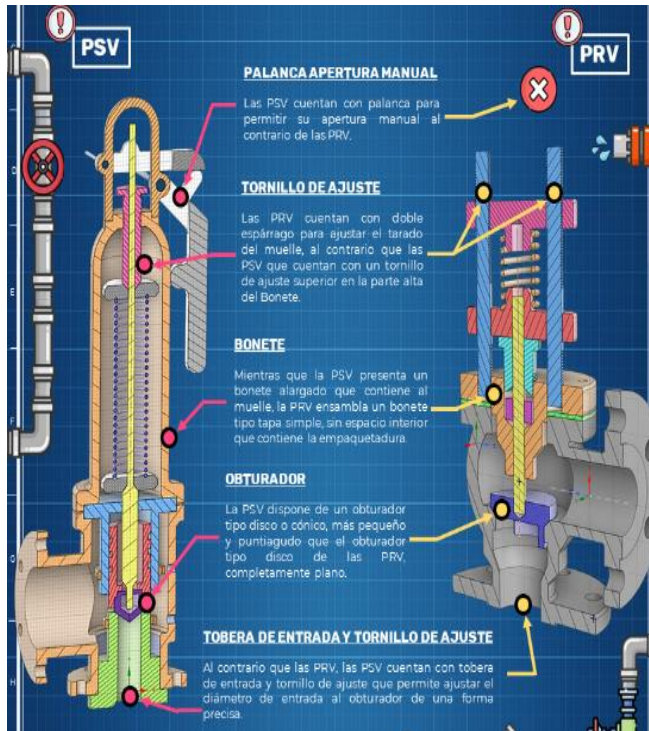


Figura 26. Válvula de seguridad de presión y diferencia de PSV a PRV

En lugar de controlar la presión en un sistema, están diseñados para liberar presión inmediatamente en caso de una emergencia o falla del sistema. A diferencia de las válvulas de alivio, las válvulas de seguridad se abren inmediata y completamente para evitar un desastre, en lugar de controlar la presión de un sistema. Una válvula de seguridad es el último recurso de las personas, las propiedades y los procesos en industrias como centrales eléctricas, petroquímicas, calderas, petróleo y gas, farmacéuticas y muchas más.

Si bien los términos válvulas de seguridad de presión y válvula de alivio de presión se usan indistintamente, estos dos son dispositivos de alivio de presión diferentes. Estos dispositivos se utilizan en industrias químicas y refinerías para evitar que los recipientes a presión y otros equipos se sobre presuricen al liberar el exceso de presión. El funcionamiento adecuado de las válvulas de presión es importante para la seguridad del personal de la planta y para evitar daños al equipo.” [7]

7.11 TRANSMISOR DE PRESION DIFERENCIAL

“Los transmisores de presión diferencial están diseñados para medir la presión antes y después de que el fluido se encuentre con una interrupción, como un filtro o una bomba. Sin embargo, este instrumento de presión también puede utilizarse para medir la medición de nivel de líquido.” [7] Los transmisores de presión diferencial estándar disponen de dos conexiones de proceso dispuestas una al lado de la otra para medir la caída de la presión (Δ) entre los puntos más altos y más bajos (H y L, respectivamente, en la figura 1). Los transmisores de presión diferencial clásicos también pueden medir caudales.

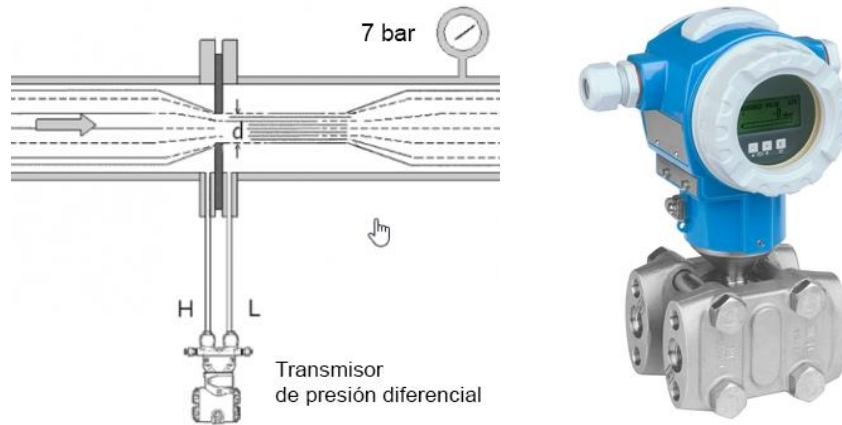


Figura 27. Transmisor de Presión Diferencial

Un transmisor de presión diferencial calcula el nivel midiendo la presión diferencial entre las fases líquida y gaseosa del fluido dentro de un tanque cerrado. Para realizar cálculos precisos, es importante tener en cuenta los factores:

- Geometría del tanque (horizontal o vertical, la forma de las distintas tapas y fondos, etc.)
- Densidad específica del medio
- Presión hidrostática

La distancia entre los puntos H y L en un tanque es necesariamente mucho mayor que en una tubería, lo que hace necesario el uso de tubos para salvar esa distancia (Figura 2). Pero no cualquier tamaño de tubo servirá. Para obtener mediciones exactas, estos pequeños tubos – capilares, en realidad – deben ser muy delgados y limitados en volumen para que transmitan el medio sin ningún cambio en la presión.

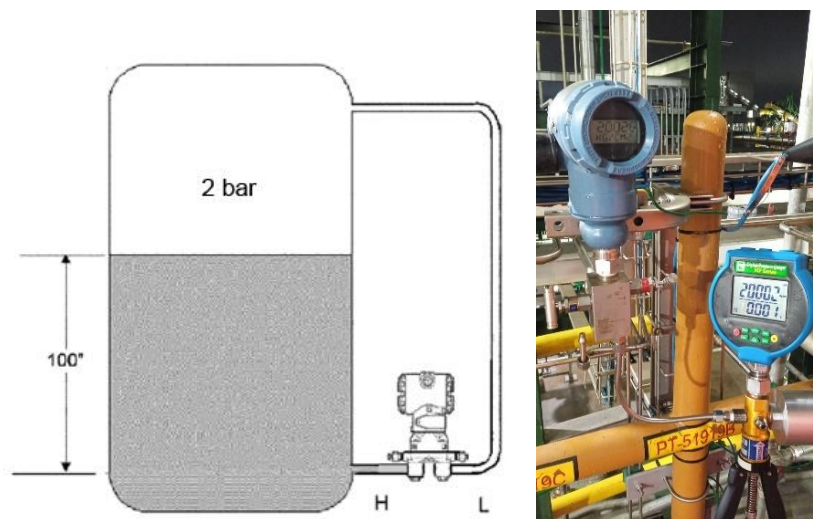


Figura 28. Simulación de presión con bomba manual

7.12 TRANSMISORES DE PRESION

“Los transmisores de presión son sensores con una salida de transmisión eléctrica para indicación remota del nivel de líquido, polvo o volumen. Los modelos capacitivos, flotantes, mecánicos, sumergibles, ultrasónicos y radar son los diferentes tipos disponibles de transmisores de nivel. La medición de nivel por presión diferencial (DP) utiliza las lecturas de presión y gravedad específica para calcular el nivel. El nivel por DP es una técnica de medición habitual que se utiliza en una amplia variedad de aplicaciones e industrias.” [7] Las soluciones incluyen conexiones de transmisores estándares y transmisores integrados con sellos de montaje directo o remoto que se pueden configurar en sistemas sintonizados, equilibrados y electrónicos. También hay disponibles opciones inalámbricas adicionales.



Figura 29. Transmisor de Presión

7.13 TRANSMISORES DE TEMPERATURA



Figura 30. Transmisor de Temperatura

“Los transmisores de temperatura convierten la señal de una amplia gama de sensores, como termorresistencias, termopares o potenciómetros en una señal de salida estandarizada y habitual en la industria (0 a 10 V ó 4 a 20 mA). El transmisor se puede colocar cerca del sensor para reducir el cableado especial requerido, reduciendo de este modo cualquier error potencial. El transmisor convierte la señal de sensor a una señal que puede ser transmitida a una distancia mayor. Esta señal puede ser una simple señal analógica de 4 a 20 mA DC o una señal digital (Protocolo Hart). El transmisor recibe una señal confiable y precisa al dispositivo de recepción deseado.” [9]

7.14 LOS TRANSMISORES DE NIVEL POR RADAR DE ONDA GUIADA

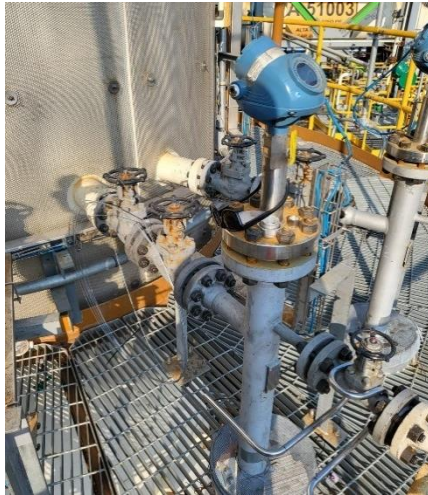


Figura 31. Transmisor de nivel de onda guiada

“Los transmisores de nivel por radar de onda guiada utilizan tecnología de microondas para medir el nivel continuo y el nivel de interfase de líquidos, sólidos y lodos, ofrece una medición de nivel precisa, confiable, segura y rentable, incluso en las condiciones de proceso más exigentes. Los potentes diagnósticos integrados permiten conocer la condición del dispositivo y la calidad de la señal, lo que le da la tranquilidad de que su proceso está bajo control.” [9]

- Tecnología de nivel magnético

La tecnología de nivel magnético proporciona una medición robusta y de bajo mantenimiento en aplicaciones de petróleo y gas, petroquímicas y energéticas, pueden utilizarse como sustitución de mirillas y para añadir redundancia cuando se utilizan como solución completa de nivel junto con Transmisor de nivel por radar por onda guiada y la Cámara de derivación de nivel.



Figura 32. Regleta para medición visual de nivel

Los transmisores de nivel son sensores con una salida de transmisión eléctrica para indicación remota del nivel de líquido, polvo o volumen. Los modelos capacitivos, flotantes, mecánicos, sumergibles, ultrasónicos y radar son los diferentes tipos disponibles de transmisores de nivel.

7.15 TRANSMISOR DE VIBRACION



Figura 33. Transmisor de vibración

“El sensor de vibración es usado para monitorear y detectar desalineación o desbalanceamiento de ventiladores, centrífugas, compresores, generadores y motores previniendo así, desgastes y fallos de los componentes antes de que se vuelvan graves. Se puede instalar tanto en horizontal con base roscada para una instalación fija o base magnética. El sensor mide la velocidad de vibración mecánica en las bandas de 10, 25 y 50mm / s RMS en superficie no rotativa y convierte en señal 4-20mA (2 hilos) proporcional con óptima precisión y estabilidad incluso cuando se aplican a equipos de gran tamaño.” [9]

8. MEDICION DE TANQUES

La medición de tanques es la medición de líquidos en grandes tanques de almacenamiento con el fin de cuantificar el volumen y la masa del producto en los tanques. la medición del nivel de precisión, las mediciones de temperatura son esenciales para evaluar el contenido del tanque de manera precisa. Todos los líquidos tienen un coeficiente de expansión térmica y se debe aplicar una compensación de volumen adecuada cuando se transfieren volúmenes a diferentes condiciones de temperatura.

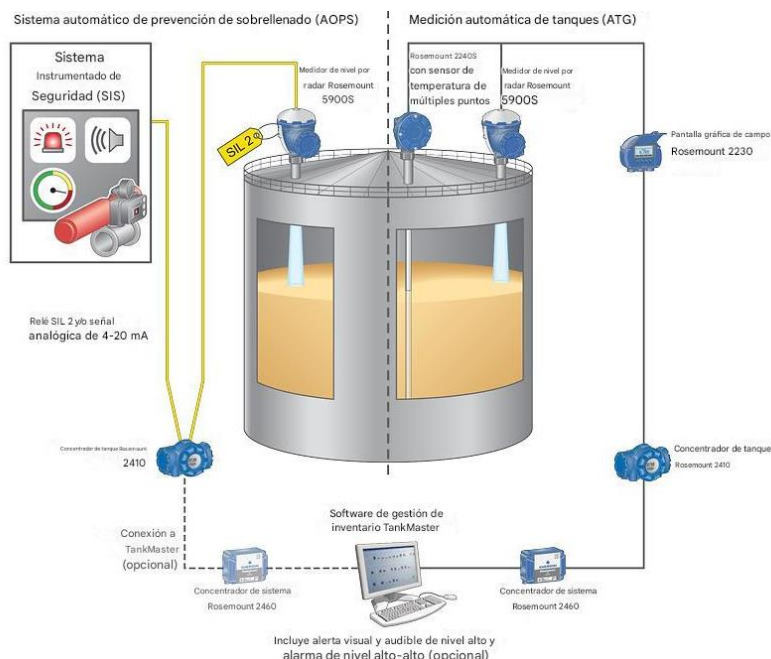


Figura 34. Medición de tanques

El impacto financiero de las pérdidas en refinería es de gran importancia. Lograr un balance de masa de alta calidad de una refinería es el método por el cual se estiman las pérdidas.

Es importante distinguir entre las pérdidas reales y las pérdidas aparentes que surgen de errores de medición. La pérdida en la refinería se define de la siguiente manera:

$$PERDIDA = entradas - salidas - inventario actual + inventario previo - combustible$$

A los fines del control de pérdidas, se requiere la precisión más alta posible de medición de inventario. Por consiguiente, la calidad y el rendimiento del sistema de medición de tanques es de importancia crítica en el área de control de pérdidas y balance de masa.

9. DIAGRAMAS P&ID Y PFD

¿Qué es un diagrama de flujo de procesos?

“Un diagrama de flujo de procesos (PFD) es un tipo de diagrama de flujo que ilustra las relaciones entre los principales componentes de una planta industrial. Se usa ampliamente en los ámbitos de ingeniería química e ingeniería de procesos, aunque sus conceptos a veces también se aplican a otros procesos. Se usa para documentar o mejorar un proceso o modelar uno nuevo. Estos emplean un conjunto de símbolos y notaciones para describir un proceso.” [10]

Un PDF típico para el proceso de una única unidad incluirá estos elementos:

- Equipos principales: incluidos nombres y números de ID. Los ejemplos incluyen compresores, mezcladoras, recipientes, bombas, calderas y refrigeradores.
- Tubería de procesos: Traslada el producto, que por lo general es de consistencia líquida, entre las partes de los equipos.
- Datos operativos: tales como la presión, temperatura, densidad, tasa de flujo de masa y el balance de masa y energía. Los valores muchas veces incluyen un máximo, un estándar y un mínimo.
- Dirección del flujo del proceso.
- Dirección del flujo del proceso.
- Válvulas de control y válvulas de proceso crítico.
- Sistemas principales de recirculación y derivación.
- Composición de fluidos.
- Nombres de flujos de procesos.
- Conexión con otros sistemas.

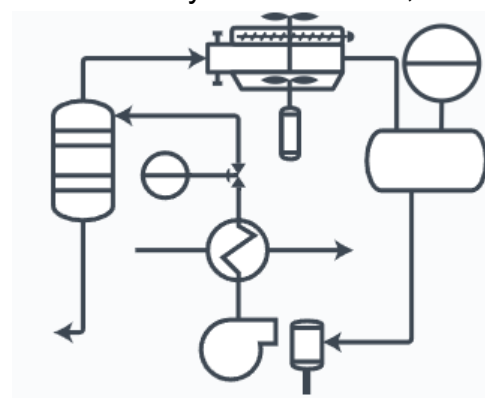


Figura 35. Diagrama PFD

¿Qué excluir del PFD? Por lo general se omiten:

- Tipos de tuberías y números de línea de tuberías.
- Instrumentos de control de procesos
- Valores de derivación menores
- Válvulas de cierre y de aislamiento.
- Mantenimiento de conductos y drenajes.
- Válvulas de alivio y de seguridad.

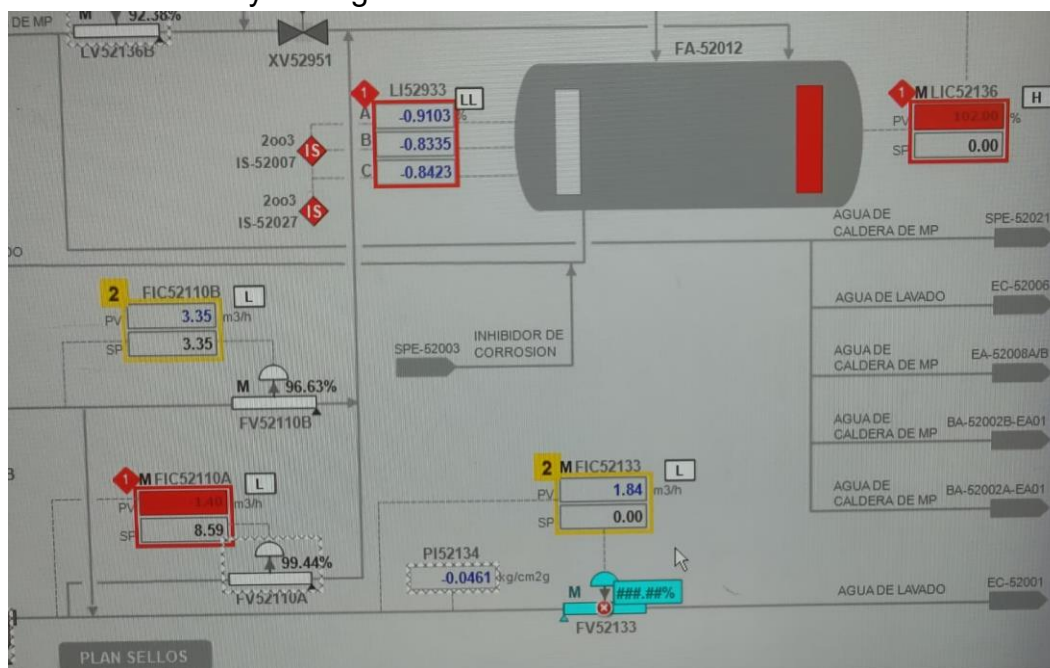


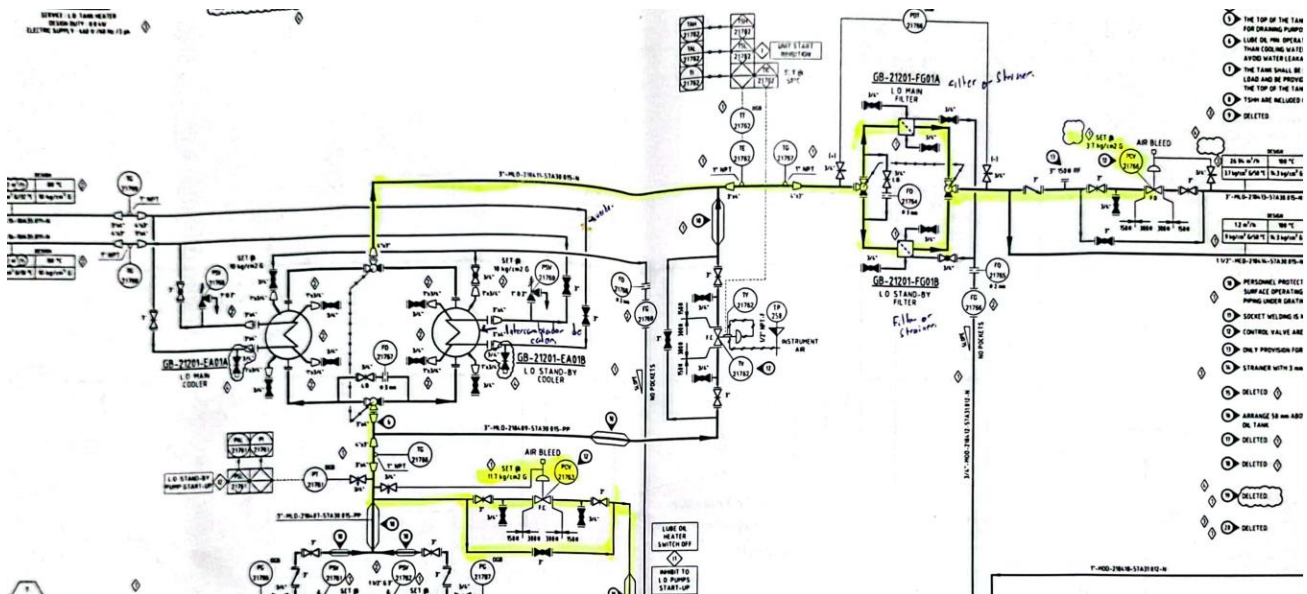
Figura 36. Diagrama PFD en CCC

“Un diagrama de tuberías e instrumentación (DTI) (En inglés: Piping and Instrumentation Diagram, P&ID) es un diagrama que muestra el flujo del proceso en las tuberías, así como los equipos instalados y el instrumental.” [10]

- Instrumentación y denominación.
- Equipo mecánico con nombres y número, todas las válvulas y sus identificaciones
- Proceso de tuberías, el tamaño y la identificación.
- Miscelánea - las rejillas de ventilación, desagües, instalaciones especiales, de muestreo, reductores.
- Permanente puesta en marcha y el vaciado de las líneas.
- Direcciones de Flujo.
- Interconexiones referencias.
- Control de entradas y salidas, sistemas de Interfaces para la clase de cambios.
- Sistema de control de entrada de ordenador, identificación de los componentes y subsistemas entregados por otros.

“Los gráficos P&ID representan el desarrollo de sistemas de control, así como el mantenimiento y modificación de procesos. Se basan en la construcción de plantas físicas y tienen una ilustración esquemática de la relación entre los distintos componentes en los campos de la automatización, la instrumentación y el control. Básicamente, un P&ID es un documento importante que acelera los cambios y garantiza una mayor seguridad y eficiencia del proceso. Sus características principales son que dan detalles sobre tuberías e instrumentos, nos dan los requisitos de seguridad general y obligatoria, detalles sobre control y parada de equipos, información sobre cuando comenzar a operar, medidas específicas de tuberías y la clasificación de los sistemas y subsistemas principales.” [10]

- Equipo: Utiliza símbolos para representar las instalaciones y dispositivos utilizados en cada operación.
- Bombas: Las bombas utilizan presión para mover fluido dentro y fuera de instalaciones industriales.
- Intercambiadores de calor: Estos incluyen dispositivos que transfieren calor a un área o medio, como calderas y condensadores.
- Formas de tuberías y conexiones: Representan las tuberías que conectan las partes de un sistema completo, transportan fluidos y pueden estar hechas de diferentes materiales.
- Tanques: Almacenan líquidos e incluso pueden alterar sus características. Los tanques y las columnas son algunos ejemplos.
- Instrumentos: Responsable de medir y controlar aspectos como temperatura y presión.
- Válvulas: Las válvulas regulan el flujo de fluido en los sistemas de tuberías abriendo y cerrando los conductos.



10. INSTRUMENT LOOP DIAGRAM

Se utiliza para verificar la correcta instalación y conexión cuando se prueba durante las etapas de precomisionamiento y puesta en servicio, y es útil para solucionar problemas durante la operación. Instrument loop diagram (ILD) representa las conexiones desde el instrumento en campo hasta el cuarto de control central. (Viceversa). El diagrama del lazo del instrumento se divide en dos secciones básicas. Uno es el lado del campo y el otro es el lado de la Sala de Control. El campo se divide nuevamente en área de campo y caja de conexiones. El lado de la sala de control se divide en la parte trasera del gabinete de clasificación y el frente del gabinete de clasificación.

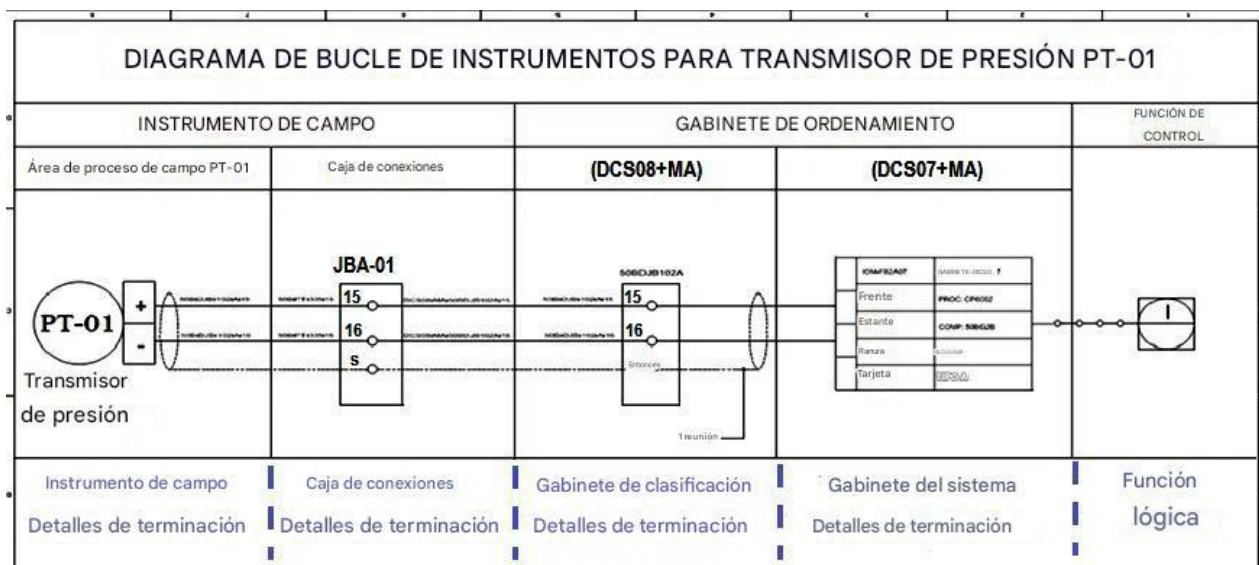


Figura 38. Instrument Loop Diagram
o Diagrama de lazo de Instrumento

EJEMPLO.

- El transmisor de presión PIT-01 montado en el lado del campo está conectado mediante un cable de un solo par con cable rojo y negro con el rojo como (+) como 1 y el negro (-) como 2.
- El cable que se conecta a la caja de conexiones Tagged (JBA-01) es un solo par. Terminando en el bloque de terminales JB (en TB15, TB-16). La terminación es un cable de forma cuadrada que se conecta en ENTRADA y SALIDA.
- El cable de JB termina en el número del gabinete de marshalling (MXA-01) y en el número del bloque de terminales (número de terminal TB15, TB16).
- La funda del instrumento está conectada a tierra únicamente en el gabinete de clasificación, no es necesario en un instrumento ni en la caja de conexiones.
- El cable del gabinete de marshalling está conectado a la tarjeta de E/S del sistema.

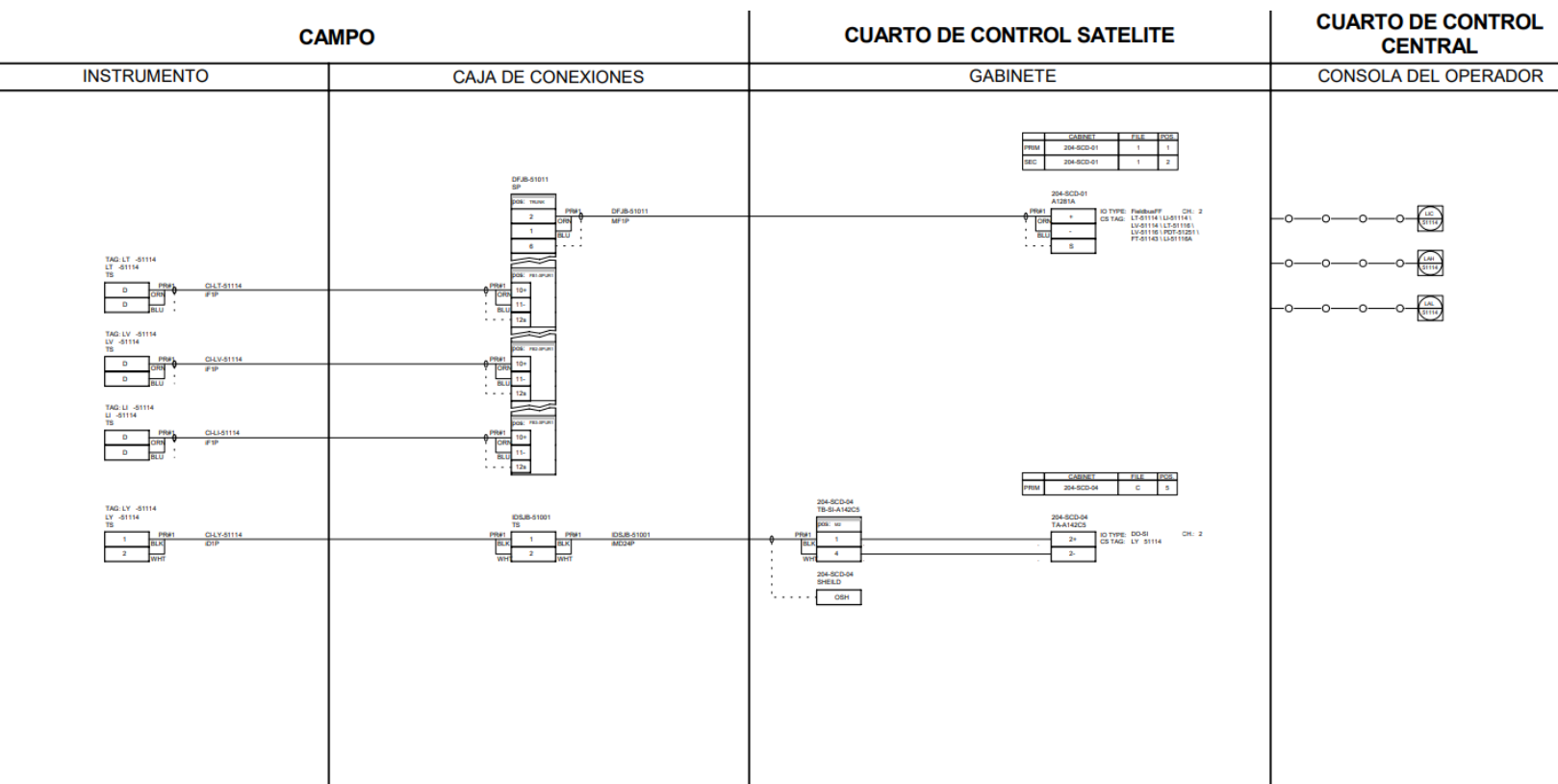


Figura 39. ILD de Samsung E&A

11. DATA SHEET

Una hoja de datos de un instrumento, es un documento que agrupa las características más importantes de estos equipos. Estas hojas son buenos ejemplos que se podrían usar como punto de partida para cualquier proyecto, agrupan todos los datos y especificaciones técnicas que se necesitan saber sobre el equipo.

Normalmente las hojas de datos de cualquier instrumento cuentan con 2 partes principales:

1º- DATOS GENERALES DEL INSTRUMENTO

Aquí se suele incluir:

- El nombre del equipo (TAG). Ejemplo: PT-51100
- Descripción de la función del equipo (SERVICIO) Ejemplo: Presión del tanque de agua bruta.
- El P&ID donde encontraremos representado el equipo (DIAGRAMA) Ejemplo: "1000"
- Nombre de la línea o equipo donde está instalado Ejemplo: "1"-54030-R"

DATOS GENERALES	
Rev. A.O.R.	TAG
	SERVICIO
Rev. P.H.L.	LINEA / EQUIPO
	DIAGRAMA
	CLASIFIC. DE AREA

Figura 40. Datos generales

2º- DATOS PROCESO

En estos campos indicaremos entre otras cosas las características del fluido, los valores de operación, y condiciones máximas de diseño, etc.

DATOS DE PROCESO	
Rev. H	FLUIDO Y FASE
Rev. C.N.G.	CARACTERÍSTICAS
	CON SUCIEDAD
	SOLIDIFICABLE
	CORROSIVO
	TOXICO / LETAL
	PRESION ESTATICA
	PRESION DIFERENCIAL
Rev. J	DENSIDAD
	VISCOSIDAD
	TEMPERATURA
	SOBREPRESION (1)
	PULSACIONES
	OTROS DATOS SOBRE EL FLUIDO

TRANSMISOR DE PRESION (ABSOLUTA / RELATIVA / DIFERENCIAL)	
Rev. H	TIPO DE MEDIDA
	P. RELATIVA
	P. ABSOLUTA
	P. DIFERENCIAL
	PRESION-VACIO
	CONEX. ELECTRICA
	SIL (s/ IEC 61508)
Rev. HD-J-0204-01 (2) AN	TIPO ELECTRONICA
	TIPO SENSOR
	INDICADOR INTEGRAL
	TEST HIDROSTATICO
	MTL Partes mojadas
	V. PURGA
	LIMPIEZA ESPECIAL
	MTL Juntas
	A. MONTAJE
	RANGO MAXIMO
	MTL Bidas ovals
	PRECISION
	RANGO MINIMO
	MTL Envolvente
	P DISEÑO
	RANGO CALIBRADO
	MTL Tomilleria
	T DISEÑO
	SEÑAL DE SALIDA
	CONFIG. MONTAJE (2)
	PROT. AMB.
	PROTOCOLO DIGITAL
	CONEX. PROCESO AP
	PROT. EEx
	PARA APLICACIONES DE MEDIDA DE CAUDAL CON ELEMENTO DEPRIMOGENO, USAR LA HOJA DE DATOS HD-J-0201.01
	CONEX. PROCESO BP
	NORMA EEx
	ACCESORIOS Y DATOS DE COMPRA
	INDICADOR REMOTO (3)
	SELLOS SEPARADORES
	NOTAS / ACCESORIOS
	TIPO INDICADOR
	TIPO DE SELLOS
	CONEX. ELECTRICA
	CONEX. PROCESO
	ESCALA INDICACION
	MTL. Lado mojado
	A. MONTAJE
	MTL. Lado seco
	TIPO CAPILARES
	L / D CAPILARES
	FLUIDO RELLENO
	DATOS DEL PRODUCTO
	DATOS DE COMPRA
	MODELO XMISOR
	REQUISICION
	MODELO INDICADOR
	FABRICANTE
	MODELO SELLOS
	SUMINISTRADOR
	NOTAS GENERALES

Figura 41. Data Sheet

GENERAL	1	Tag Number				FT -51184B		
	2	Service				GA51005CD DSL PROD TO BA51002B		
	3	P&ID No.		Line No.		R2B-P2-204-02-A-DTI-10064	18"-DIE-512713-T-B03T1-EC	
	4	Area Classification				Cl1, Div2, Gr. B,C &D		
	5							
	6							
PIPE LINE	7	Inlet Line Size	Line Sched.	Line I.D.		18 in	XS	17
	8	Line Class	Rating	Pipe Material		T-B03T1	300#	A872 GR.C85 CL.22
PROCESS CONDITION	9	Fluid Name		Fluid State		Diesel Product		Liquid
	10	Sour Service				N/A		
	11	Pressure	Units	Nor.	Max.	kgf/cm ² -g	11.2	
	12	Temperature	Units	Nor.	Max.	°C	308.1	
	13	Design Pressure		Units	Max.	kgf/cm ² -g	14.7	
	14	Design Temperature		Units	Max.	°C	350	
	15	Spec. Gravity @ Oper.				0.81		
	16	Molecular Weight (MW)		Viscosity at Op. Cond.			0.158	cP
	17	Corrosive / Abrasive Property				N		
	18							
TRANSMITTER	19	Type				SMART		
	20	Span Limit		Unit	Min.	Max.	mmH2O	-6350 6350
	21	Calibrated Span		Unit	Min.	Max.	-	-
	22	Calibrated Range		Unit	Min.	Max.	mmH2O 4°C	0 5080
	23	Measuring Range		Unit	Min.	Max.	Sm ³ /h	0 1200
	24	Sensor Type		Sensor Material		Diaphragm		316L SS
	25	Body Material		Body Pressure Rating		316 SS		250 Bar
	26	Flange/Adapter Material		Local Display		N/A		Yes
	27	Process Connection		Signal (Linear / SQ Root)		1/2" NPT(F)		SQ Root
	28	Power Supply		Housing Material		9-32VDC Seg Powered		Low Cu, Al (Polyurethane)
	29	Output Signal		SIL Certification		Foundation Fieldbus		N/A
	30	Accuracy		Ingress Protection		+/-0.085% of FS		NEMA 4X
	31	Electric Connection		Electric Enclosure		1/2" NPT(F)		AEx ia IIC T4
	32	Zeros Elevation / Suppression				Yes		
	33	Digital Communication				Foundation Fieldbus		
	34							
	35							
DIAPHRAGM SEAL	36	Type (Rem. Seal / Flange)		Diaphragm Type		N/A		N/A
	37	Flange Size		Rating & Finish		N/A		N/A
	38	Diaphragm Material		Flange Material		N/A		N/A
	39	Capillary Material		Capillary Length		N/A		N/A
	40	Fill Fluid		Fill Fluid Density		N/A		N/A
	41	Flushing Ring Conn. Size		Flushing Ring Material		N/A		N/A
	42							
ACCESSORIES	43	Manifold Valve Model		Manifold Valve MFR		0304RW52B11L4		EMERSON
	44	Manifold Valve Type		Manifold Valve Material		5 Way		316 SS
	45	Mounting Bracket				2" Yoke Mounting		
	46							
MISC.	47	Oil Free		Gold Plated Diaphragm		N/A		N/A
	48	Hand Held Calibrator				N/A		
	49	NACE Requirement				N/A		
PURCHASE	50	Vendor		Manufacture		EMERSON		EMERSON
	51	Requisition No.				R2B-P2-204-02-P-MR-00700		
	52	Model No.				2051CD2F02A1AH2S6BCIEL4M5DOP8P1Q4Q8		

Notes: See notes

INSTRUMENT SPECIFICATION - FLOW DIFFERENTIAL PRESSURE(D/P) TRANSMITTER									
2	DHA	SBP	MKP	9/30/2022	ISSUED FOR CONSTRUCTION	Project name:DOS BOCAS NEW REFINERY Project number: SO6625 Client.:PTI-ID Loc.:DOS Bocas, Paraiso, Tabasco Code: 55		PTI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	
1	DHA	SBP	MKP	6/30/2022	ISSUED FOR CONSTRUCTION				
0	DHA	JHP	MKP	8/18/2021	ISSUED FOR CONSTRUCTION				
C	DHA	JHP	MKP	4/19/2021	ISSUED FOR REVIEW				
B	DHK	JHP	KHL	6/5/2020	ISSUED FOR REVIEW				
No.	By	Chk	Appr	Date	Description	Doc.No.: R2B-P2-204-02-P-HD-10700			Rev: 2

Fieldbus Device Data Sheet

Tag No.: FT -51164B

Fieldbus Tag No.:

Service : GA51005CD DSL PROD TO BA51002B

Basic Fieldbus Function Blocks

1	☒ Analog Input Block (AI)	1 20	Number Execution (msec)
2	☐ Discrete Input Block (DI)	0 0	Number Execution Time
3	☐ Bias/Gain Station (BG)	0	Execution (msec)
4	☐ Manual Loader (ML)	0 0	Number Execution (msec)
5	☐ Analog Output Block (AO)	0 0	Number Execution (msec)
6	☐ Discrete Output Block (DO)	0 0	Number Execution (msec)
7	☐ Control Selector (CS)		
8	☒ PID,PI,I Controller (PID)	25	Execution (msec)
9	☐ Ratio Station (RA)		
10	☐ P,PD Controller (PD)	0 0	Number Execution (msec)

* Execution time in msec.

Segment Information

22	Device:
23	Segment #: DFJB-51049
24	LAS Capable: ☒ Yes ☐ No
25	Device Current Draw (mA):
26	Device Minimum Voltage: .
	Device Capacitance:
27	Polarity-sensitive: ☐ Yes ☒ No
	Segment Terminator Location:
28	
29	DD Revision: 0
30	CFF Revision:

Advanced Function Blocks

11	☐ Device Control (DC)
12	☐ Output Splitter (OS)
13	☐ Signal Characterizer (SC)
14	☐ Lead Lag (LL)
15	☐ Deadtime (DT)
16	☐ Integrator(Totalizer) (IT)
17	☐ Setpoint Ramp Generator (SPG)
18	☐ Input Selector (IS)
19	☐ Arithmetic (AR)
20	☐ Timer (TMR)
21	☐ Analog Alarm (AAL)

Notes:

Patient Information	
First Name	
Last Name	
Address	
City	
State	
Zip	
Phone	
Insurance	
Physician Information	
Physician Name	
Physician Address	
Physician City	
Physician State	
Physician Zip	
Physician Phone	
Physician Insurance	
Referral Information	
Referral Number	
Referral Date	
Referral Type	
Referral Source	
Referral Reason	
Referral Status	
Referral Notes	
Referral History	
Referral Date	
Referral Type	
Referral Source	
Referral Reason	
Referral Status	
Referral Notes	
Referral Summary	
Referral Date	
Referral Type	
Referral Source	
Referral Reason	
Referral Status	
Referral Notes	

INSTRUMENT SPECIFICATION -FOUNDATION FIELDBUS

2	DHA	SBP	MKP	9/30/2022	ISSUED FOR CONSTRUCTION	Project name:DOS BOCAS NEW REFINERY Project number: SO6625 Client.:PTI-ID Loc.:DOS Bocas, Paraiso, Tabasco Code: 56	 Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.
1	DHA	SBP	MKP	6/30/2022	ISSUED FOR CONSTRUCTION		
0	DHA	JHP	MKP	8/18/2021	ISSUED FOR CONSTRUCTION		
C	DHA	JHP	MKP	4/19/2021	ISSUED FOR REVIEW		
B	DHK	JHP	KHL	6/5/2020	ISSUED FOR REVIEW		
No.	Bv	Chk	Apor	Date	Description	Doc.No.: E2B-P2-204L02-P-HDL-10700	Rev: 2

12. CALIBRACION DE INSTRUMENTOS

“La Calibración de Instrumentos es un proceso que certifica si la medida obtenida por un instrumento es compatible con lo esperado y que es apto para su uso, con el fin de evitar desviaciones en los procesos de análisis y reducir costos.

En general, consiste en comparar los resultados obtenidos por los instrumentos con los obtenidos por estándares (trazables a estándares de referencia nacionales internacionales), en condiciones preestablecidas y controladas.

En un laboratorio, todos los instrumentos de medición que influyen en la precisión o validez de las pruebas, deben calibrarse. En general, también en las industrias y otros segmentos, se debe utilizar la calibración para evitar cambios de propiedades con impactos en los productos o servicios. Los instrumentos de campo suelen estar formados por dos partes: un elemento primario y un transmisor.

Entre los elementos primarios se encuentran tubos de flujo, placas de orificio, sensores de presión, sensores químicos húmedos como sondas de pH, ORP y conductividad, galgas de nivel de todos los tipos, sondas de temperatura y muchos otros. Los elementos primarios suelen generar una señal, normalmente tensión, corriente o resistencia, proporcional a la variable para cuya medida han sido diseñados, como nivel, flujo, temperatura, presión o parámetro químico. Los elementos primarios están conectados a la entrada de transmisores de campo.” [11]

Entre los transmisores de campo se encuentran dispositivos de presión, temperatura y flujo. Procesan la señal generada por el elemento primario, primero caracterizándola en formato líneal y aplicándole coeficientes de unidades de ingeniería, para, seguidamente, transmitirla en formato analógico (normalmente 4-20 mA CC) o digital (normalmente una variedad de bus de campo).

DISPOSITIVOS ANALOGICOS

“Los dispositivos analógicos, a menudo denominados dispositivos de "lazo de 4 a 20 mA", se denominan así porque transmiten una señal que es una representación eléctrica "analógica" de una cantidad física medida (temperatura, por ejemplo). Transmiten una corriente eléctrica que es proporcional (análoga) a la magnitud de una cantidad física medida; 4 mA representan el valor mínimo de escala y 20 mA representan el valor máximo de escala. Aunque ahora muchos aspectos de los sistemas son digitales, los dispositivos analógicos siguen en uso activo en el mundo de la fabricación de procesos.” [11]



Figura 42. Calibración Análoga

DISPOSITIVOS DIGITALES

“Los dispositivos digitales convierten un valor físico medido en una señal digital. En el sector de los procesos industriales se utilizan muchos métodos de codificación digital diferentes, incluidos Foundation Fieldbus, Profibus y HART.

Existe la creencia generalizada de que los dispositivos de bus de campo (digitales) no requieren calibración, lo cual no es cierto. Aunque una señal de bus de campo (ya sea Foundation Fieldbus, Profibus o HART conectado) proporciona información de diagnóstico, no suministra información sobre la precisión del dispositivo ni comprueba si el dispositivo está informando del proceso de forma precisa.” [11]



Figura 43. Calibración Digital

Al realizar la Calibración, el usuario certifica que los instrumentos utilizados en el proceso analítico son compatibles con el desempeño esperado. Sus principales beneficios son:

- Asegurar la calidad en los procesos analíticos.
- Reducir los costos analíticos y aumentar la productividad.
- Cumplir con los requisitos de certificación y acreditación;
- Mantener el funcionamiento adecuado de los instrumentos;
- Incrementar la vida útil de los equipos.

La calibración evita desperdicios en cuanto al proceso nos referimos, garantiza un buen control además de prevenir accidentes.

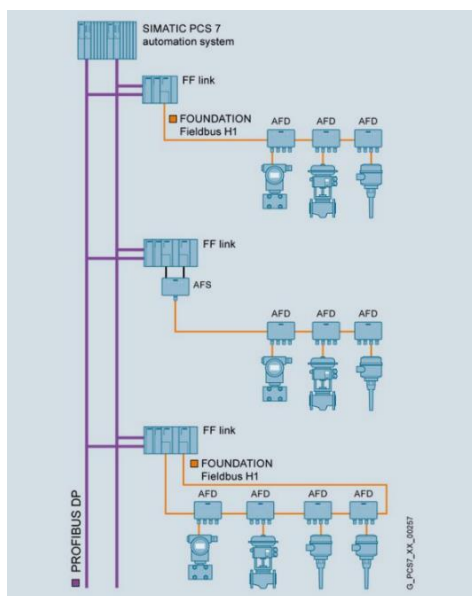
13. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN INDUSTRIAL MODBUS, PROFIBUS, FF, HRT, SCADA

En los procesos industriales, no basta con tener equipos automatizados y equipos industriales para desarrollar operaciones óptimas, también es indispensable los protocolos de comunicación, ya que son ellos quienes permiten el intercambio de datos e información entre el equipo y el usuario. Un protocolo de comunicación industrial es un conjunto de normas que le permiten a dos identidades que se encuentren en un mismo sistema establecer una comunicación, con el objetivo de pasar información a través de diversas variables.

En los nuevos ambientes industriales, en donde las máquinas ya no solo interactúan con humanos, sino con otras máquinas, la comunicación es esencial. Los protocolos de comunicación industrial son sistemas que hacen posible la transmisión de información entre diversos dispositivos y procesos.

PROTOCOLO FOUNDATION FIELDBUS (FF)

“Fieldbus es un sistema de comunicación industrial diseñado para interconectar dispositivos en un entorno de fabricación o producción. Es una red de campo que facilita la transferencia de datos entre controladores y dispositivos de campo, como sensores y actuadores, en un sistema de automatización. Este sistema de comunicación permite a los dispositivos intercambiar información y coordinar acciones, mejorando la eficiencia y la efectividad de las operaciones de producción. Foundation Fieldbus se utiliza en sistemas que requieren una comunicación bidireccional entre dispositivos y el controlador. Este protocolo proporciona capacidades de control en tiempo real y es especialmente útil en aplicaciones de control de procesos que requieren una respuesta rápida y precisa a las condiciones cambiantes.” [12]



Los dispositivos Fieldbus son los elementos físicos que se comunican a través de la red Fieldbus. Estos dispositivos pueden incluir una variedad de sensores y actuadores, así como sistemas de control complejos. Al estar conectados a través de la red Fieldbus, estos dispositivos pueden comunicarse entre sí y con el controlador, permitiendo un control y monitoreo eficientes de las operaciones de producción.

El uso de Fieldbus en sistemas de automatización ofrece varias ventajas. Entre ellas, la capacidad de transferir grandes cantidades de datos a alta velocidad, lo que permite un control en tiempo real de las operaciones. Además, Fieldbus puede reducir significativamente el cableado y la complejidad del sistema, lo que puede resultar en menores costos de instalación y mantenimiento.

ESTRUCTURA DE RED (FF) BASICA

La red incluye el cable de red principal, que interconecta una serie de cajas de conexiones o acopladores. Los acopladores permiten la conexión de los dispositivos y el controlador con el cable principal o línea troncal. En general, los cables más cortos situados entre las cajas de conexiones y el dispositivo se denominan derivaciones.

Las cajas de conexiones se pueden formar para conectar uno o varios dispositivos a la línea troncal. Si todos los dispositivos tienen una caja de conexiones dedicada, se denomina topología de derivaciones. Si varios dispositivos están conectados a la misma caja de conexiones, la configuración se denomina por lo general topología en árbol. Las redes mixtas son las más comunes, con topologías de derivaciones y de árbol.



Figura 45. Multiplexor de comunicación

Aunque en teoría resulta posible dirigir la línea troncal directamente de un dispositivo a otro sin necesidad de cajas de conexiones, la experiencia indica lo contrario. Este tipo de topología (denominada cascada) requiere una interrupción de la línea troncal cada vez que se retira o añade un dispositivo a la red.

EJEMPLO.

Es necesaria una fuente de alimentación de CC para proporcionar CC o tensión de polarización. Si se conecta la fuente de alimentación CC directamente a la línea troncal, se creará un cortocircuito para las señales de CA. Por ello, la red debe tener una fuente de alimentación conforme a Fieldbus, es decir, una fuente CC con un filtro dedicado. El filtro permite que la corriente CC pase con una pérdida mínima, pero crea una alta impedancia en la señal CA procedente de la red.

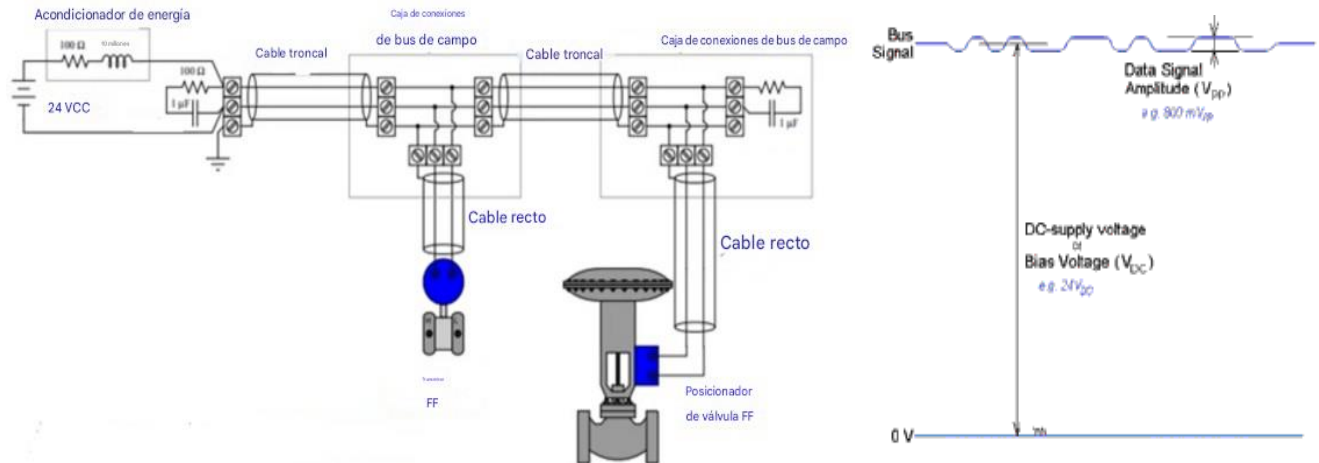


Figura 46. Grafica de Señal de Bus y diagrama de conexión del protocolo FieldBus

La línea troncal, por tanto, es una línea de transmisión, en la que la velocidad de propagación de las señales CA juega un papel importante. La línea troncal debe tener las conexiones apropiadas en cada extremo (y solo allí) para las señales CA. Las conexiones se realizan mediante una resistencia con una impedancia igual a la impedancia normal del cable, por lo general, $100 \pm 20 \Omega$. Puesto que la red también soporta una tensión de alimentación CC, los terminadores tienen que incluir condensadores en serie para evitar el flujo de corriente CC.



Figura 47. Prueba con Cliente en Segmentos y multiplexores

PROTOCOLO DE COMUNICACION HART

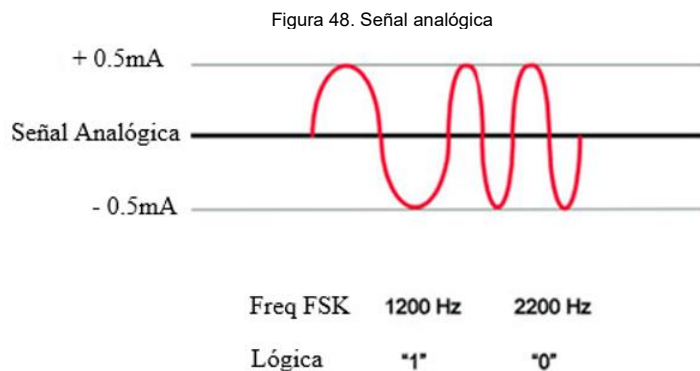
“Diseñado para ocupar la señal analógica tradicional de 4-20 mA, el protocolo HART maneja comunicaciones digitales utilizando dicha señal como portadora, para medición de procesos y aparatos de control. Las aplicaciones incluyen interrogación de variables de proceso remotas, acceso cíclico a datos de proceso, ajuste de parámetros y diagnóstico.

COMUNICACION ANALOGICA:

Hart usa el estándar industrial 4-20 mA, es decir, los dispositivos Hart pueden realizar funciones básicas con cualquier sistema host que tiene la capacidad de entrada / salida de 4-20 mA, la limitación es que un solo parámetro puede ser comunicado sobre una entrada o salida de 4-20 mA, típicamente está es una variable de proceso proveniente de un transmisor, o una salida para un elemento final de control, en este modo la información viaja en un solo sentido, desde el dispositivo al host (entradas) o viceversa.

COMUNICACION DIGITAL:

Este tipo de comunicación transporta información adicional que no es comunicada por la señal analógica, la parte digital de Hart es a veces usada para la configuración de dispositivos, mantenimiento y diagnóstico, pero no en tiempo real. El principal atributo de la comunicación digital Hart es que la señal digital, es superpuesta sobre la señal analógica.” [13]



Esto permite a la señal analógica ser usada por un host para el control de procesos, y la señal digital puede ser usada por el mismo o un host diferente para comunicar la información relacionada a la configuración del dispositivo, diagnóstico en tiempo no real y monitoreo de los estados, además la información digital puede viajar en ambos sentidos, es decir, para un instrumento que tradicionalmente solo recibía información de señales de control de un host, por ejemplo una válvula de control, ahora puede enviar información al host acerca de su estado en el proceso. Con esto, cables de comunicación con señales analógicas transportan a la vez comunicación análoga y digital.

Señal de comunicación digital Hart superpuesta sobre la señal analógica, se muestra la señal de comunicación digital Hart superpuesta sobre la señal analógica de 4-20 mA.

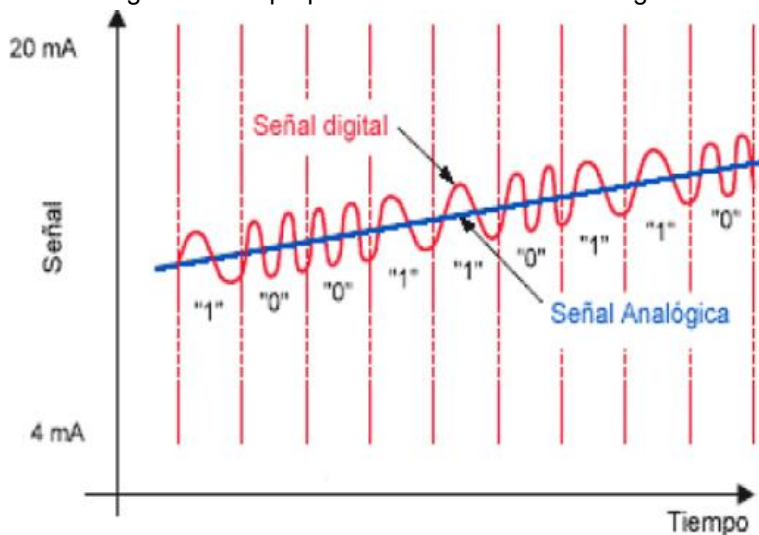


Figura 49. Señal digital superpuesta en señal analógica

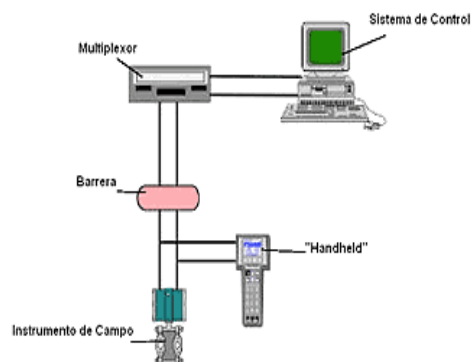
- Comunicación tipo Maestro-Esclavo:

Durante operación normal, en cada esclavo (equipo de terreno) la comunicación es iniciada por un equipo de comunicación tipo maestro. Dos maestros pueden conectarse a cada lazo de comunicación HART. El maestro primario es generalmente un aparato de Control tipo DCS (sistema de control distribuido), controlador de lógica programable (PLC) o un Computador Personal (PC). El maestro secundario puede ser un terminal portátil de comunicación u otro PC. Los aparatos esclavos incluyen transmisores, actuadores de válvula y controladores que responden al comando del maestro primario o secundario.

- Comunicación tipo punto a punto

En el modo Punto a Punto, la señal tradicional de 4-20 mA es usada para comunicar una variable de proceso mientras otras variables adicionales parámetros de configuración y otras informaciones de aparato son transmitidas digitalmente usando el protocolo HART, y puede ser usada para el monitoreo o control en la forma normal. La señal de comunicación digital HART le da acceso a variables secundarias y a otras informaciones, que pueden ser usadas para propósitos de operación, mantención y diagnóstico.

Figura 50. La señal analógica de 4-20 mA no es afectada por HART

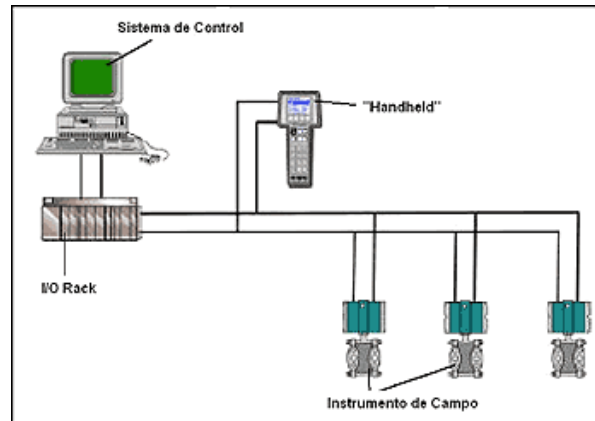


Nota: La alimentación del instrumento es suministrada por la interfase o por una fuente de alimentación externa

- Comunicación tipo Multipunto (Multidrop)

El modo Multipunto requiere solamente un par de alambres y si es aplicable, el lazo también puede tener barreras de seguridad y fuentes de poder auxiliares para hasta 15 aparatos de terreno. Todos los valores de proceso son transmitidos digitalmente; en el modo Multipunto, las direcciones de "Polling" de los aparatos de terreno son mayores que 0 y la corriente a través de cada equipo está fijada a un mínimo valor (típicamente 4 mA).

Figura 51. Comunicación Multipunto



PROTOCOLO DE COMUNICACION MODBUS

“Modbus es el protocolo de comunicaciones más extendido en la automatización industrial y el medio más común para conectar dispositivos electrónicos automatizados. Modbus es un protocolo de comunicación abierto, utilizado para transmitir información a través de redes en serie entre dispositivos electrónicos. El dispositivo que solicita la información se llama maestro Modbus y los dispositivos que suministran la información son los esclavos Modbus.

En realidad, esto significa que un dispositivo esclavo no puede ofrecer información; debe esperar a que se le pida. El maestro escribirá datos en los registros de un dispositivo esclavo y leerá los datos de los registros de un dispositivo esclavo.

Por lo tanto, en una red Modbus estándar, hay un maestro y hasta 247 esclavos, cada uno con una dirección de esclavo única de 1 a 247. El maestro también puede escribir información a los esclavos.

Este protocolo industrial estándar fue creado por Modicon, ahora Schneider Electric, a finales de los 70 para la comunicación entre controladores lógicos programables (PLC). En la actualidad, Modbus sigue siendo el protocolo más usado para conectar dispositivos industriales.” [14]

¿Para qué se utiliza Modbus?

Por su parte, Modbus se ha convertido en un protocolo bastante común, usado frecuentemente por muchos fabricantes en muchas industrias. Así pues, este sistema de comunicación se usa generalmente para transmitir señales de los dispositivos de instrumentación y control a un controlador principal o a un sistema de recolección de datos (SCADA).

Entre sus aplicaciones destaca su uso en múltiples aplicaciones maestro-esclavo para monitorear y programar dispositivos; para comunicarse entre dispositivos inteligentes y sensores e instrumentos; para monitorear dispositivos de campo usando PC y HMI.

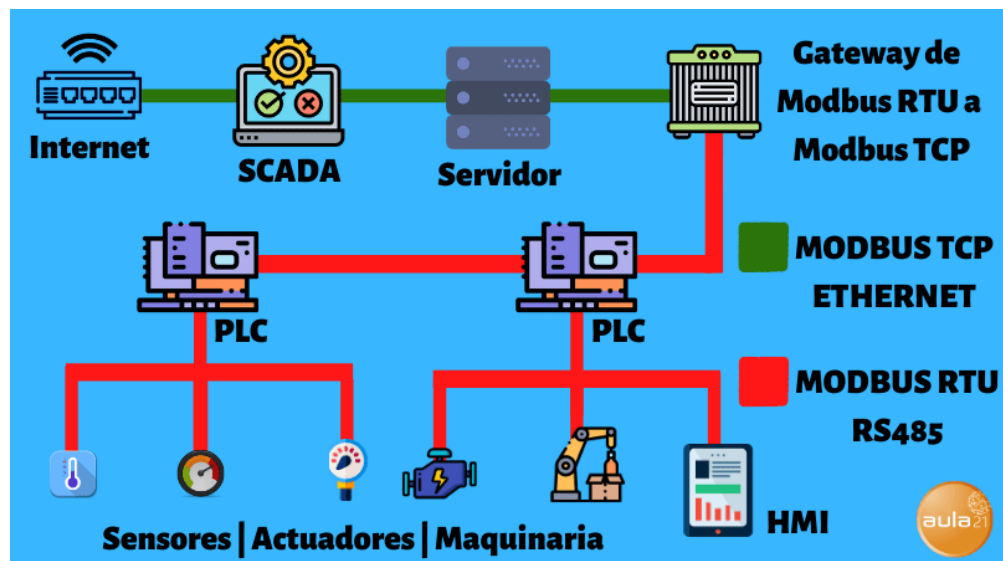


Figura 52. Esquema de comunicación MODBUS

- SCADA

El sistema SCADA es una herramienta de automatización y control industrial utilizada en los procesos productivos que puede controlar, supervisar, recopilar datos, analizar datos y generar informes a distancia mediante una aplicación informática. Su principal función es la de evaluar los datos con el propósito de subsanar posibles errores.

En realidad, su definición es la de una agrupación de aplicaciones informáticas instaladas en un ordenador denominado Máster o MTU, destinado al control automático de una actividad productiva a distancia que está interconectada con otros instrumentos llamados de campo como son los autómatas programables (PLC) y las unidades terminales remotas (RTU).

¿PARA QUÉ SIRVE UN SISTEMA SCADA?

Este sistema de control de supervisión y adquisición de datos formado por software permite al usuario:

- Controlar los procesos industriales de forma local o remota.
- Monitorear, recopilar y procesar datos en tiempo real.
- Interactuar directamente con dispositivos como sensores, válvulas, motores y la interfaz HMI.
- Grabar secuencialmente en un archivo o base de datos acontecimientos que se producen en un proceso productivo.
- Crear paneles de alarma en fallas de máquinas por problemas de funcionamiento.
- Gestionar el Mantenimiento con las magnitudes obtenidas.
- El control de calidad mediante los datos recogidos.

Componentes de un sistema SCADA

- HMI. Es la interfaz que conecta al humano con la máquina presentando los datos del proceso ante el operario mediante un sistema de monitoreo.
- Sistema de supervisión o MTU (Ordenador/Computadora). Tiene la función de recopilar los datos del proceso y enviar las instrucciones mediante una línea de comandos.
- Unidades Terminales Remotas (RTU). Son microprocesadores (Ordenadores Remotos) que obtienen señales independientes de una acción para enviar la información obtenida remotamente para que se procese.
- PLC. Denominados comúnmente autómatas programables, estos son utilizados en el sistema como dispositivos de campo debido a que son más económicos, versátiles, flexibles y configurables que las RTU comentadas anteriormente.
- Red o sistema de comunicación. Se encarga de establecer la conectividad del ordenador (MTU) a las RTU y los PLC. Para ello utiliza conexiones vía modem, Ethernet, Wifi o fibra óptica.
- Sensores. Son dispositivos que actúan como detectores de magnitudes físicas o químicas, denominadas variables de instrumentación, y las convierten en variables o señales eléctricas.
- Actuador: Es un dispositivo mecánico que se utiliza para actuar u ofrecer movimiento sobre otro dispositivo mecánico.

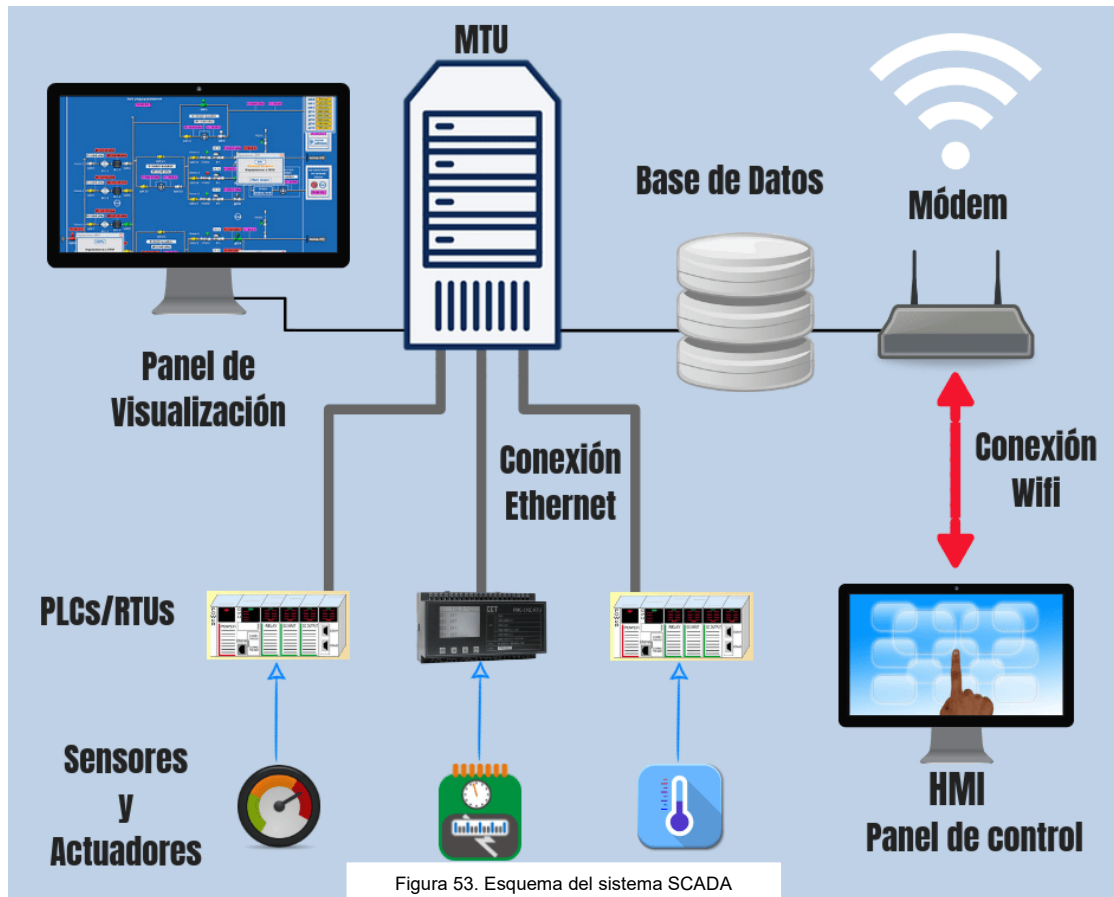


Figura 53. Esquema del sistema SCADA

La arquitectura básica de un sistema SCADA está compuesta por controladores lógicos programables (PLC) o unidades terminales remotas (RTU). Los PLC y las RTU son microprocesadores que se comunican con una serie de instrumentos, tales como maquinaria de fabricación, HMI, sensores y dispositivos finales.

Con posterioridad, dirigen la información de esos objetos a computadoras con software SCADA. Este mismo procesa, distribuye y muestra los datos, ayudando a los operarios y a los técnicos de mantenimiento a analizar los datos y a tomar decisiones importantes.

¿POR QUE SON IMPORTANTES LOS SISTEMAS SCADA?

La importancia de los sistemas SCADA es la automatización. Permite que una industria estudie cuidadosamente y anticipe la respuesta óptima a las condiciones medidas y ejecute esas respuestas automáticamente cada vez, lo que aumenta aún más la productividad, mejora la gestión de las fallas críticas de las máquinas en tiempo real y minimiza la posibilidad de que se produzcan desastres ambientales.

PROTOCOLO DE COMUNICACION PROFIBUS

“Se basa en una arquitectura de bus de campo que permite la comunicación entre dispositivos en tiempo real empleando un solo cable de comunicación. Además, proporciona una interfaz común para diferentes tipos de dispositivos, como sensores, actuadores, controladores de proceso, unidades de E/S remotas, entre otros.

Los tipos de protocolos PROFIBUS más usados en la Refinería son:

FMS. Solución estándar de comunicación universal que permite abordar tareas de comunicación complejas entre controladores lógicos programables (PLC) y sistemas de control distribuido (DCS).

DP. Sistema de alta velocidad enfocado en la comunicación de sistemas automatizados con equipos descentralizados.

PA. Facilita el control y la medición utilizando una o dos líneas de cables individuales, a la vez que alimentan a los equipos conectados.” [15]

¿CÓMO FUNCIONA EL PROTOCOLO PROFIBUS?

Está basado en el modelo OSI y utiliza tres capas separadas: la capa de aplicación, la capa de enlace de datos y la capa física.

- **CAPA DE APLICACIÓN.** donde maneja diferentes tipos de mensajes, como intercambio de datos cíclicos y acíclicos, diagnóstico, manejo de alarmas y mensajes isócronos.
- **CAPA DE ENLACE.** que se completa a través de un enlace de datos de bus de campo (FDL), que combina la metodología maestro-esclavo y el paso de token. En estos sistemas, los maestros envían solicitudes a los esclavos como sensores y actuadores, y estos responden.
- **CAPA FÍSICA.** que puede utilizar diferentes tipos de medios de transmisión (par cableado de par trenzado estándar RS485, fibra óptica o sistemas de seguridad mejorados, como el llamado MBP o Manchester Bus Power).



Figura 54. Prueba de funcionamiento PROFIBUS

El protocolo PROFIBUS permite la comunicación eficiente entre dispositivos en un bus de campo, enlace de datos y física, y se adapta a diferentes medios de transmisión según las necesidades específicas de cada proceso industrial.

CARACTERÍSTICAS DE PROFIBUS

CABLEADO

El cableado necesario para la transmisión de datos, que puede ser de distintos tipos como vimos anteriormente en la capa física del modelo OSI.

TERMINALES

Las terminales que se usan en cada bus para la entrada y salida de datos.

CONECTORES

Distintos tipos de conectores para cada situación específica, como conectores rectos, acodados, con salida para ordenadores personales...

TERMINADORES

Es un tipo de conector para suministrar resistencia eléctrica al final de la línea de transmisión (con el objetivo de absorber las señales y evitar que reboten y vuelvan a ser recibidas en los distintos nodos o estaciones de red).

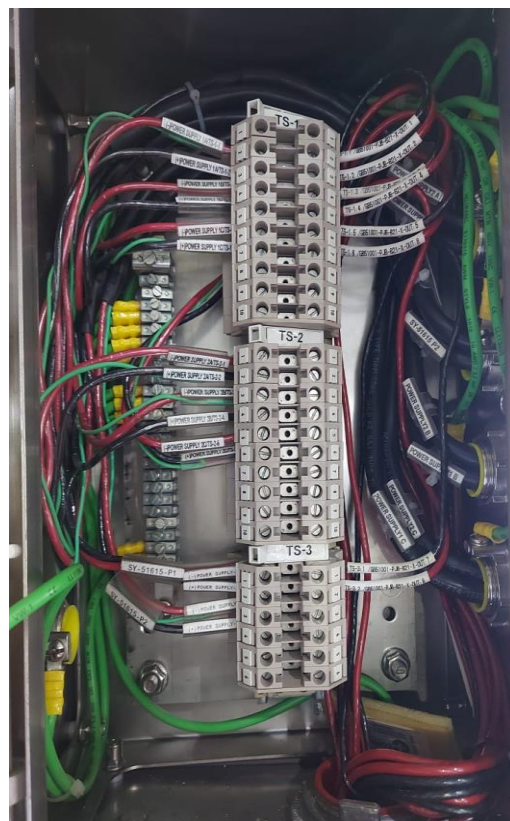
PROFIBUS permite una comunicación rápida y fiable entre los distintos dispositivos conectados a una red industrial. Es ideal para garantizar un intercambio de datos en tiempo real y tener un control preciso de todos los procesos industriales.

PROTOCOLO DE COMUNICACION PROFINET

“PROFINET funciona con cable Ethernet de cobre, cable de fibra óptica (FO), cable de alimentación a través de Ethernet e inalámbrico. Los componentes disponibles para su infraestructura dependen de la dureza del entorno y de si se utiliza o no PROFINET.

PROFINET intercambia datos de forma rápida y precisa. Las velocidades requeridas varían según la aplicación; los instrumentos de proceso se actualizan en cientos de milisegundos, los dispositivos de fábrica proporcionan actualizaciones más rápidas (<10milisegundos), y la sincronización del control de movimiento es más eficiente.

Figura 55. Tablilla con Borneras



Este protocolo de comunicación tiene que trabajar en varios entornos distintos, desde la oficina principal, a la sala de control, hasta la planta de la fábrica. Como se puede suponer, el entorno de la oficina principal no presenta dificultades en lo que respecta a las comunicaciones electrónicas; los componentes estándar de Ethernet suelen funcionar bien aquí. La sala de control y los entornos de la planta de producción son mucho más difíciles para las comunicaciones.” [15]

- COMPONENTES DE PROFINET

Una red PROFINET puede ser una combinación de múltiples estaciones de trabajo que van desde dispositivos de E/S digitales hasta actuadores neumáticos, escáneres, sensores, sistemas de visión, entre otros.

Dentro de esta extensa red, todos los componentes de PROFINET trabajan dentro de tres funciones diferentes. Estas tres funciones se distinguen entre controladores, dispositivos, y supervisores y en la forma en que interactúan entre ellos.

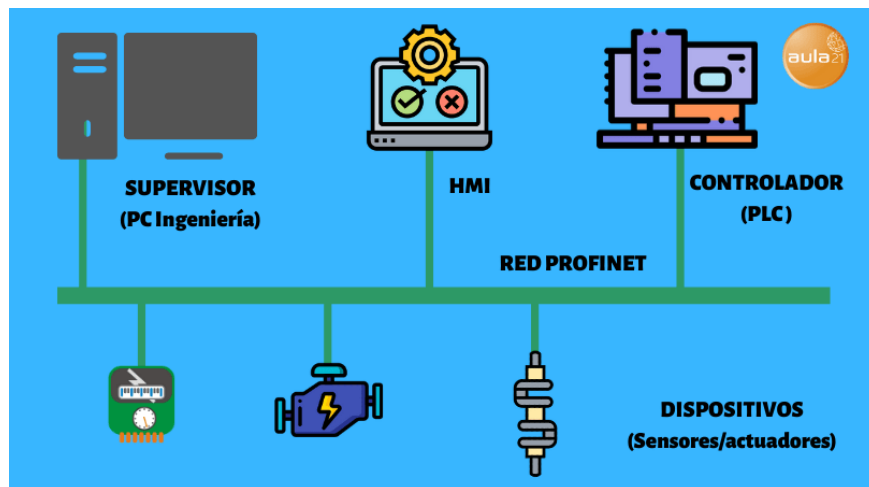


Figura 56. Esquema del protocolo PROFINET

Un sistema PROFINET requiere al menos un controlador y un dispositivo. Los sistemas pueden configurarse en varias configuraciones: varios controladores de E/S para un solo dispositivo de E/S, un solo controlador de E/S para varios dispositivos de E/S y varios controladores de E/S con varios dispositivos de E/S.

14. CONTROL Y AUTOMATIZACION

La Ingeniería en Automatización y Control Industrial es una rama de la ingeniería de sistemas que aplica la integración de tecnologías de vanguardia que son utilizadas en el campo de la automatización y el control automático industrial, las cuales son complementadas con disciplinas paralelas al área, tales como: los sistemas de control y supervisión de datos, la instrumentación industrial, el control de procesos y las redes de comunicación industrial etc.

Posteriormente, se analizan las diferentes técnicas de control industrial que existen hoy en día, mediante Controladores Lógicos Programables (PLC), en conjunto con Actuadores, Contactores, Relés y Válvulas de Control entre otros instrumentos, para lograr una optimización en los procesos industriales.

La Ingeniería en Automatización y Control Industrial es una carrera que cada día presenta mayor demanda en el ámbito industrial, debido al rápido avance tecnológico que presentan los procesos de producción que tienen las empresas, lo cual requiere de profesionales altamente capacitados en el área.



Figura 57. Tableros de Control

- Nivel supervisor

El nivel de supervisor consiste en un ordenador o computadora industrial, tipo PC de sobremesa, Panel de Control o en formato rack.

- Nivel de control

El Nivel de control es el nivel medio de la jerarquía y es el nivel donde se ejecutan todos los programas relacionados con la automatización. Para este propósito, generalmente se utilizan controladores lógicos programables o PLC, que proporcionan capacidad de computación en tiempo real.

- Nivel de campo

Los equipos terminales de datos como sensores y actuadores son los que forman el nivel de campo. Los sensores como temperatura, óptica, presión, etc. y actuadores como motores, válvulas, interruptores, etc. están conectados a un PLC a través de un bus de campo y la comunicación entre un dispositivo de nivel de campo y su correspondiente PLC está basado normalmente en una conexión punto a punto.

15. SUB ESTACION (MMS SYSTEM)

Una subestación eléctrica es una instalación industrial que forma parte del sistema eléctrico, cumple la función de transformar los parámetros de la energía para hacer posible su transmisión y distribución. Está constituida por un conjunto de dispositivos encargados de modificar los parámetros de la potencia eléctrica como son: tensión, corriente, frecuencia, entre otros. En la refinería contamos con subestaciones de transformación y de maniobra las cuales nivelan la potencia de todos los equipos y la transforma, para que se pueda usar sin ningún inconveniente de sobrecarga.



Figura 58. Permisivos para el arranque de bombas de carga desde tablero eléctrico en subestación

- DE TRANSFORMACION

Transforman la tensión de la energía eléctrica mediante uno o más transformadores. Puede ser elevadoras o reductoras de tensión.

- DE MANIOBRA

Conectan dos o más circuitos y realizan sus maniobras. En este tipo de subestaciones la tensión no se transforma.

TRANSFORMADORAS ELEVADORAS: En este caso de subestación eléctrica, se eleva la tensión generada a niveles mucho más altos para poder transformarla, y pueda ser empleada en redes de transmisión eléctrica.

TRANSFORMADORAS REDUCTORAS: Como su nombre lo indica, las subestaciones reductoras disminuyen las tensiones altas a niveles medios para poder distribuirlas con seguridad en las viviendas.

¿Cuáles son los equipos que conforman el ecosistema de una subestación eléctrica?

- Transformador

Es una máquina eléctrica estática diseñada para transferir energía eléctrica de un circuito a otro, conservando la frecuencia constante. La potencia que recibe este equipo es igual a la de salida.



Figura 59. Transformador 14 kV



Figura 60. Interruptor de Potencia

- Recloser o reconectador

Es un equipo electromecánico capaz de interrumpir la corriente cuando se producen corrientes de falla. Si existiera un desperfecto en el circuito eléctrico, estos dispositivos tienen la capacidad de realizar reconexiones en automático.

- Cuchillas fusibles

Es aquel equipo que permite suspender la corriente cuando se produce una sobrecarga de energía. Así mismo, cuenta con un fusible que se ubica dentro del cartucho de conexión y desconexión, el cual cumple la función de facilitar que la corriente llegue a un punto de fusión.



Figura 61. Reconectores

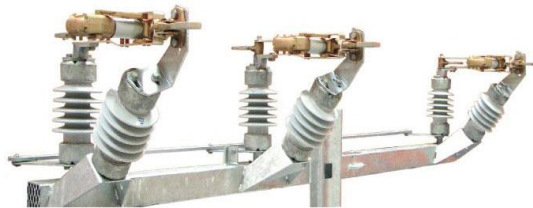


Figura 62. Cuchillas Fusibles

- Cuchillas desconectadoras y cuchillas de prueba

Son cuchillas que pueden funcionar de manera manual o mecánica, y hace posible poder desconectar físicamente un circuito eléctrico.

- Pararrayos

Es un aparato de seguridad encargado de neutralizar las descargas atmosféricas, también cuando se produce una sobretensión de cierta magnitud se encarga de descargar la corriente a tierra. De esta manera se evitan accidentes que pongan en peligro las instalaciones y a los trabajadores.

- Barras, buses o cajas derivadoras

Son terminales de conexión por fase empleados para recolectar energía eléctrica de los alimentadores entrantes y los distribuye a los alimentadores salientes.

- Tableros de protección control y medición

Son gabinetes metálicos donde se ubican los relés de protección, los dispositivos de control, alarmas, y medición. El elemento protegido usualmente es una línea de transmisión de alta o media tensión, un transformador de potencia, reactor, banco de capacitores, barras, entre otros. Es capaz de automatizar cualquier proceso industrial que lo necesite.



Figura 63. Pruebas de energización de equipos junto a PEMEX

La automatización de las Subestaciones eléctricas en la actualidad se da de modo tal que los equipos son integrados al sistema SCADA HMI, a través de los diferentes protocolos industriales. Es por ello que se ven sistemas integrados SCADA con equipos de diferentes marcas, mixtos. Todo esto se logra gracias al uso de los protocolos libres (abiertos). El sistema de control es el que permite controlar local y remotamente una Subestación, permite realizar ordenes sobre los interruptores y los seleccionadores, recoge señales, transmite alarmas, todo esto se hace en tiempo real. Pero no solo controla las instalaciones también las protege de posibles cortocircuitos ya sea en la subestación o en las líneas.

Dependiendo de las necesidades de operación particulares de cada subestación eléctrica pueden existir varios niveles de control:

OPERACION LOCAL. Es el control que el mismo equipo tiene por lo general está en sitio con una botonera local

OPERACION REMOTA. El selector está en modo MMS (Machine Monitoring System) el arranque y paro va directamente desde la subestación

Operación en DCS. Desde el cuarto de control ya sea satelital o central, todo el control se hace por un sistema de control distribuido.



Figura 64. Interruptores de tablero eléctrico

Para la refinería Olmeca se tiene únicamente el tercer nivel es el nivel de control de la Subestación, en el cual desde un sistema SCADA HMI, se realizan las funciones de control, supervisión y adquisición de datos de toda la Subestación.

Las subestaciones eléctricas trabajan con diferentes niveles de tensión, que dependen de las necesidades propias del proyecto. El nivel de tensión que se utilice dependerá de cada país, pero se pueden clasificar por rangos de la siguiente manera:

Baja Tensión (LV):

- Una tensión nominal menor o igual a 1000V

Media Tensión (MV):

- Una tensión nominal mayor a 1000V y menor que 100kV

Alta Tensión (HV):

- Una tensión nominal igual o mayor a 100kV e igual o menor que 230kV

Extra Alta Tensión (EHV):

- Una tensión nominal mayor que 230kV, pero menor que 1000kV

Ultra Alta Tensión (UHV):

- Una tensión nominal igual o mayor a 1000kV

16. CUARTO DE CONTROL SATELITE

El cuarto de control satelital es donde se encuentran todos los gabinetes de control, estos gabinetes incluyen dispositivos de conexión, control, maniobra, protección, medición, señalización y distribución. El tablero de control actúa como el centro de control de una instalación eléctrica, permitiendo la distribución de energía a diferentes circuitos y equipos. Además, proporciona la capacidad de monitorear y proteger la instalación por medio de interruptores, fusibles, relés y medidores.



Figura 65. Tablero de Protección contra altos voltajes

“FUNCIONES DE UN TABLERO DE CONTROL”

- Control y distribución de energía

El tablero permite dividir la energía eléctrica proveniente de una fuente principal en diferentes circuitos y equipos de una instalación. Esto garantiza que cada componente o dispositivo reciba la cantidad adecuada de electricidad para su funcionamiento.

- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos

Los gabinetes de distribución eléctrica están equipados con dispositivos de protección, como interruptores, fusibles y relés, que actúan como mecanismo de seguridad ante situaciones de sobrecarga o cortocircuito.

- Medición y monitoreo

Para llevar un control preciso de la energía utilizada e implementar acciones correctivas en caso de cualquier inconveniente, el gabinete de control incluye medidores y dispositivos de monitoreo que permiten registrar: Consumo de energía, Supervisar los niveles de voltaje, Detectar irregularidades

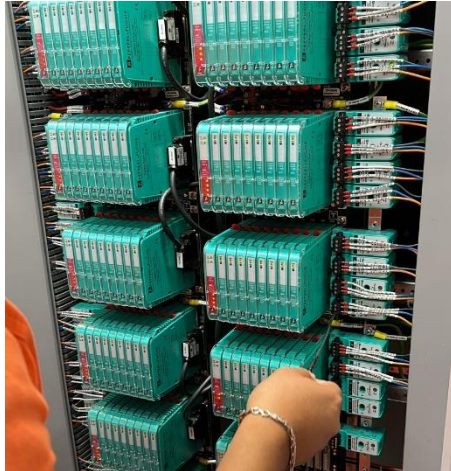


Figura 66. Módulos y tarjetas de control

“CARACTERÍSTICAS DE UN TABLERO ELECTRICO”

- Facilitan la entrada de cables

Los gabinetes cuentan con sistemas de placas pasacables y sujetacables. Estas placas constan de una superficie de montaje de base y dos placas ajustables con juntas especiales para crear un sello hermético al polvo. De esta manera, los gabinetes permiten la entrada de cables y con ello la instalación de equipos y sistemas en su interior.

- Resisten la conductividad eléctrica

Para prevenir accidentes de arco eléctrico o de otro tipo, los gabinetes son resistentes a la conductividad eléctrica. Es decir, los materiales con los que son fabricados son seleccionados cuidadosamente para no permitir el paso de corriente eléctrica.

- Mejoran la distribución de corriente eléctrica

Los tableros modulares en gabinetes mejoran la distribución de corriente eléctrica, gracias a sus integraciones y accesorios que hacen posible aislar la energía de entrada al tablero para proteger contra el arco eléctrico.

17. CUARTO DE CONTROL CENTRAL

Los Centros de Monitoreo también conocidos como Cuartos de Control o Control Rooms, son espacios en donde una serie de operadores monitorean datos o video para reaccionar de manera inmediata ante cualquier alarma, emergencia o evento como terremotos, huracanes o situación civil haciendo uso de sistemas de información para agilizar su interpretación. Una sala de control DCS donde la información de la planta y los controles se muestran en las pantallas de gráficos de computadora.

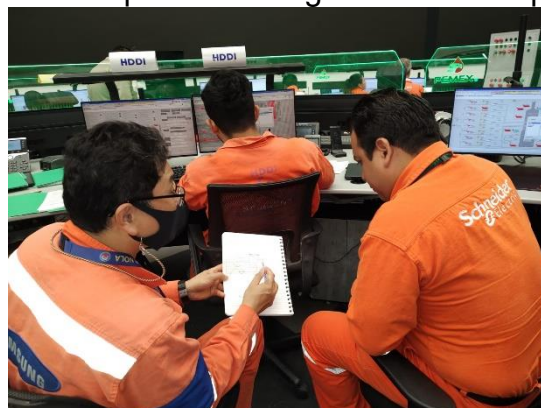


Figura 67. Estación de HDDI en cuarto de control central

En el cuarto de control central se encuentran todas las disciplinas trabajando, el cliente, el contratista, la subcontratista y control. Todos los sistemas de cada planta en la refinería están en diferentes estaciones de trabajo. En la pantalla podemos ver sistemas y subsistemas de la Refinería con gráficos y valores, siendo así que podemos hacer pruebas o cambios a los parámetros de un transmisor o válvula en específico hasta hacer el arranque y paro de compresores de recirculación.

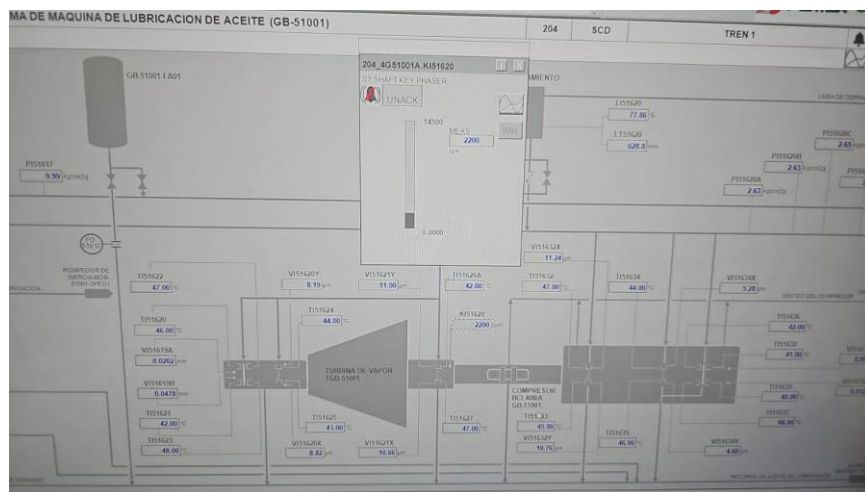


Figura 68. Gráfico en pantallas de CCC

Es el conjunto de todos los elementos que he mencionado, tenemos en la pantalla los diagramas PFD y PI&D donde vemos a tiempo real las líneas de producción donde pasan los hidrocarburos, gasóleos. Etc. Es muy importante y crítico el trabajo como operador ya que son los que deben dar las pautas, parámetros y permisivos para arranque de quipos, además de monitorear a todo momento los instrumentos en campo. Cualquier error puede provocar el daño a equipos millonarios, sobre presurización de líneas o peor muerte de personal.

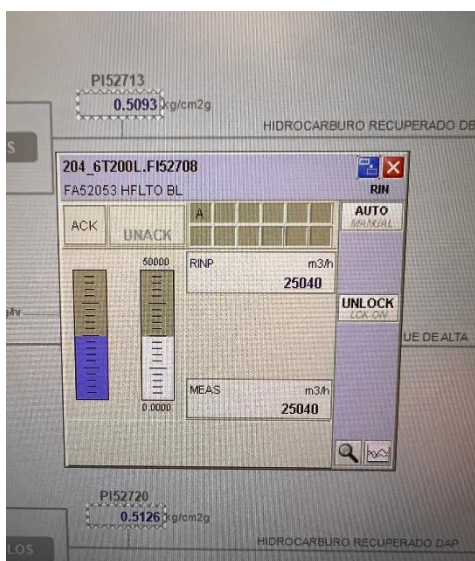


Figura 69. Gráfico de un controlador con feedback o retroalimentación

Se puede intervenir en el proceso directamente desde el cuarto de control, por ejemplo, en esta imagen se muestra un gráfico de un transmisor de flujo donde tiene un rango de 0 a 5000 m3/h entonces se envía un valor del 50 % y en campo hay un técnico verificando el valor recibido, si hubiera un error en el lazo los valores tendrían discrepancia. Solo en condiciones de prueba con valores reales o producto en líneas, tanques y torres está prohibido intervenir sin autorización por parte del cliente (PEMEX)

18. PUESTA EN MARCHA (COMISIONAMIENTO)

Una etapa fundamental son las actividades de precomisionamiento, comisionamiento y puesta en marcha, que mientras estas no estén concluidas el proyecto no se considera terminado es la parte final de cualquier proyecto de integración.

PRECOMISIONAMIENTO

Es un conjunto de actividades que consideran ensayos estáticos e inspecciones, caracterizadas por la ausencia de energía y/o fluidos de proceso, con el objetivo de garantizar que las instalaciones y los sistemas fueron diseñados conforme a los documentos de ingeniería, esta etapa se ejecuta posterior al completamiento mecánico. Algunos ensayos e inspecciones consideradas son:

- Registro de limpieza de cañerías para fluidos.
- Montaje de equipos temporales para pruebas temporales.
- Accionamiento de válvulas de control.
- Calibración y pruebas de Instrumentos.
- Registro de pruebas de Lazos de control.
- Registro de calibración y pruebas de medidores, relés, CTs PTs y circuitos secundarios.
- Registro de prueba de transformadores de poder y equipos eléctricos principales.
- Registro de pruebas de Vibración de motores.

COMISIONAMIENTO

Es un conjunto de actividades que consideran ensayos dinámicos e inspecciones, con la inyección de energía eléctrica y/o fluidos de proceso a presión nominal, con el objetivo de asegurar las condiciones necesarias para la Puesta en marcha, Algunos ensayos e inspecciones consideradas son:

- Verificación de circuitos de control digitales y análogos, enclavamientos.
- Pruebas funcionales de instrumentos y controles del sistema.
- Pruebas de rotación, vibración y arranque de los equipos.
- Verificaciones de alineación de equipos rotativos.
- Pruebas en conjunto de sistemas integrados.
- Pruebas de válvulas.

PUESTA EN MARCHA

Es un conjunto de actividades que constituyen la última fase del proyecto, que se caracterizan por un arranque total de los sistemas con los ajustes de sus parámetros a valores nominales de operación y diseño para la realización de pruebas integrales de

funcionamiento con los flujos de materia prima en sus circuitos. Entre las actividades se pueden mencionar:

- Ejecución de algoritmos de control
- Sintonización de variables
- Retoque de fijaciones.
- Confirmación de valores nominales.
- Completación de chequeo de expansión térmica.

La puesta en marcha es el paso final para garantizar que todos los componentes operativos de un proyecto desde la planificación y el diseño hasta la construcción, la ejecución y la instalación- funcionen como es debido. Su objetivo es inspeccionar, documentar y verificar que el progreso de un proyecto se ajusta a los requisitos y especificaciones del cliente del proyecto. Además, la puesta en marcha ofrece la oportunidad de corregir proactivamente cualquier descuido en los proyectos, evitando así costosas modificaciones posteriores.

Los proveedores (PEMEX) de la puesta en marcha, los gestores de proyectos y los contratistas (SAMSUNG, ICA, TECHINT) aplican la puesta en marcha para comprobar no sólo los procedimientos específicos o los equipos individuales, sino también los conjuntos más complejos de segmentos, sistemas y subsistemas del proyecto.



Figura 70. Planta Hidrodesulfuradora de Diesel y Coquización



CAPÍTULO III DESARROLLO DEL PROYECTO

19. CONSTRUCCION

Al llegar a la refinería aún la encontré en la etapa de construcción por lo cual apoyé en diversas actividades como en la instalación de charola de malla metálica, el tendido de cables, instalación de cajas de conexión en campo, instalación de instrumentos, colocación de pedestales, verificación de válvulas y transmisores, sensores, para el sistema de fuego y gas fue la instalación de detectores y válvulas. Pero sobre todo en conexonado para el cuarto de control satélite, ya que estaban a punto de iniciar las pruebas de lazo y ya se estaba poniendo en sintonía lo cuarto de control de todas las plantas con el cuarto de control central CCC. El Montaje de instrumentos, válvulas y equipos estaba al 90% aun teniendo trabajos de obra civil por lo que PEMEX decidió darle prioridad al conexonado de tarjetas y módulos de control a los gabinetes. Apoyé en el ensamblaje de equipos paquete, supervisé la instalación de tubing para instrumentos que requieren muestras de proceso. Instalación de conectores, tornillería, tuercas con torque, bridas, placas de orificio, manejo de herramientas y conexonado en Sub Estación eléctrica a cables de potencia. El proyecto de la Refinería Olmeca tenía como objetivo terminar antes de que el presidente Andrés Manuel López Obrador concluyera su sexenio, por lo tanto, se aceleraron las pruebas con los instrumentos aún no instalados.

20. PRECOMISIONAMIENTO

- Registro de limpieza de cañerías para fluidos.

“Para la refinería olmeca usamos la limpieza de tuberías mediante el Flushing, que consiste en hacer circular el fluido hidráulico por el circuito, que, al limpiar a una velocidad mayor a la habitual, esto crea una circulación turbulenta que elimina la contaminación por partículas.



Figura 71. Limpieza de sistema de lubricado con Flushing

Las tolerancias de fabricación en los sistemas hidráulicos de alta presión que demanda PEMEX tienen un control estricto de contaminación para sus sistemas. Tanto los sistemas nuevos como los reconstruidos deben ser limpiados antes de ponerlos en marcha.

El lavado o ‘flushing’ consiste en liberar y remover partículas contaminantes del sistema, forzando un fluido a alta velocidad a través del mismo. En teoría, debe dejar las paredes internas de los conductores con el mismo nivel de limpieza que el aceite que se va a introducir.

Luego, durante operación, el sistema experimentará únicamente contaminación generada internamente, o traída desde el exterior que puede ser controlada a través de filtración convencional.

¿Qué tan alta debe ser la velocidad?

La variable crítica en el proceso de flushing que determina si obtenemos la limpieza que buscamos es la velocidad del fluido la determinamos en la refinería con el método en Reynolds. Es decir, que sea tal que se alcance un número de Reynolds (NR) de 3,000 o más. Debe llegar o exceder la velocidad de operación del sistema en condiciones normales de acuerdo al diseño. El número de Reynolds es un número adimensional utilizado, para clasificar el flujo como laminar, turbulento, o algún punto entre ambos (ver Figura Reynolds). Su valor depende de la viscosidad del fluido, su velocidad y el diámetro interno de la tubería o conductor. Un flujo se considera laminar cuando el número de Reynolds es menor a 2,000, que implica un flujo organizado con líneas de trayectoria paralelas. Cuando el número de Reynolds es mayor a 3,000, el flujo se considera turbulento, que se define como la condición bajo la cual las líneas de flujo pierden el orden. Cuando el número está entre 2,000 y 3,000, el flujo se considera transicional.” [16]

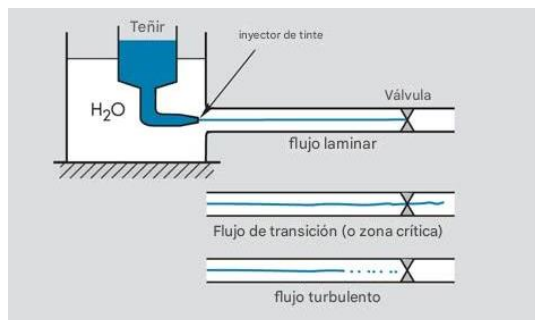


Figura 72. Flujo laminar, transitorio y turbulento

La velocidad requerida para alcanzar un flujo turbulento se encuentra en el rango recomendado en las directrices de velocidad para conductores de fluido hidráulico que lo provee el equipo en su hoja de datos. La ecuación es la siguiente:

$$NR = \frac{VD}{v}$$

V es la velocidad en $\frac{ft}{s}$

D es el diámetro en ft

v es la viscosidad del producto en $\frac{ft^2}{s}$

Un ejemplo tenemos un número de Reynolds de 3000, un tubo de 1 pulgada de diámetro, una pared con un espesor de 0.049 pulgadas y una viscosidad de $1.288 \times 10^{-4} \frac{ft^2}{s}$ entonces hago un despeje: 1 pulgada= 0.0833 pies

$$V = \frac{D}{v} \times NR = \frac{.0833}{1.288 \times 10^{-4}} \times 3000 = 4.6 \frac{ft}{s}$$

MONTAJE DE EQUIPOS TEMPORALES PARA PRUEBAS



Figura 73. Prueba de lazo con equipos desmontados

Estuve con mi equipo realizando pruebas de lazo con instrumentos temporalmente desmontados. En la planta en la que apoyé hay 9 mil instrumentos con 2 trenes de producción de Diesel. Por lo tanto, fue de vital importancia realizar estas pruebas que nos garantizaban el correcto funcionamiento de los equipos y esto nos indica que cualquier imperfecto que hubiera lo detectábamos en esta etapa ya que en pruebas funcionales todos los sistemas y subsistemas debían estar en sintonía y con su lógica de función correcta.

ACCIONAMIENTO DE VALVULAS DE CONTROL

Como lo mencioné en el marco teórico en la Refinería trabajé con muchos tipos de válvulas, de control, ON-OFF, de paro por emergencia, de diluvio, de rotor etc. Para realizar el accionamiento de válvulas y en general para comisionar, configurar y calibrar los instrumentos usamos un comunicador industrial de EMERSON el AMS TREX. Este comunicador permite comunicarnos con los instrumentos y válvulas, leer señales analógicas y digitales además de contar con una fuente integrada para calibrar y configurar los instrumentos, con capacidad de leer el protocolo Foundation Fieldbus y HART. También use otros equipos como bombas manuales, calibradores y multímetros FLUKE y UNIT, calibrador para sensores de velocidad como el TK-3, para los lazos unas resistencias para evitar algún daño, manómetros.



Figura 74. Interfaz de comunicador AMS Trex

Para accionar las válvulas debemos calibrar y configurar la válvula, para eso necesitamos el datasheet de la válvula y en este caso para la refinería trabajé en conjunto a Schneider Electric ellos estuvieron a cargo de todo el control, junto con PEMEX nos daban un listado con todos los parámetros con los que querían que se calibraran los instrumentos, su setpoint, PV y rangos. Es similar a programar un sistema modular, el comunicador tiene varias opciones y rutas, en cada instrumento los parámetros cambian por lo tanto daré una explicación del proceso de calibración y pruebas de lazo en los instrumentos.

Figura 75. Módulo de comunicación del Device Communicator Plus



- A. Energizar un dispositivo FOUNDATION fieldbus. Es necesario conectar el conector de energía FOUNDATION fieldbus a los terminales FF pwr y FF positivo.
- B. Conectar a un dispositivo FOUNDATION fieldbus alimentado externamente por la unidad Trex.
- C. Medir corriente en un lazo de corriente de 4-20 mA.
- D. Energizar y conectar a un dispositivo HART. Los terminales HART+pwr pueden medir la salida de corriente de un transmisor conectado o controlar la entrada de corriente a un posicionador conectado. Los terminales también tienen una resistencia de lazo para la comunicación de dispositivos.
- E. Conectar a un dispositivo HART alimentado externamente. Los terminales HART también tienen una resistencia de lazo opcional para permitir comunicaciones HART en el lazo de corriente de 4-20 y control de corriente opcional para mover un posicionador.

Dependiendo del protocolo que tenga la válvula es el módulo al que se va a conectar, para calibrar y configurar el instrumento es necesario tener una fuente externa ya que si se conecta directamente se pueden sobrescribir los parámetros, por lo general las válvulas son FieldBus.

- Me conecto a las terminales FF.
- En la pantalla aparece el TAG que viene por default y lo selecciono.
- Se despliega un menú que son los llamados “Bloques” de control que traen todos los instrumentos donde cada bloque tiene diferentes valores.
- Entro en el TB Posicionador que es señal análoga.
- Después a Device diagnostic.
- Se selecciona stroke valve.



Figura 76. Configuración y calibración de válvula

- Se despliega una pantalla de advertencia para la pérdida del control de proceso en precomisionamiento no importa ya que se prueban todos los equipos.
- Se le da a continuar.
- Se cambia el status de la válvula "Not in service" para que el proceso pase de automático a manual.
- Después se despliega una pantalla para iniciar con la simulación, se selecciona "Yes".
- Y accionamos la valvula al porcentaje que queramos siempre es hacer la corrida completa 0%, 25%, 50%, 75%, 100% y regresamos a 0%
- Durante estas pruebas se conecta un compresor como suministro de aire y se realizan 2 test principales que es falla de aire y falla de energía.
- Comprobamos si la válvula es normalmente cerrada o normalmente abierta.

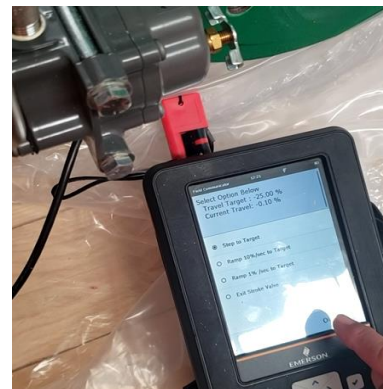


Figura 77. Ajuste de Set point en válvula



Figura 78. Apertura y cierre de válvula

CALIBRACION Y PRUEBAS DE INSTRUMENTOS Y PRUEBAS DE LAZO

Para todas las calibraciones y pruebas de lazo se realizan algunos cálculos ya que no todos los transmisores tienen los mismos valores, alarmas o rangos.

FORMULAS PARA SACAR mA, PV, %

Para sacar mA teniendo PV o teniendo % **Para sacar PV teniendo mA o teniendo %**

$$MA = \frac{PV - LRV}{SPAN} (16) + 4$$

$$PV = \frac{SPAN}{16} (VM - 4) + LRV$$

$$MA = \frac{16}{SPAN} (PV - LRV) + 4$$

$$PV = (\% \text{ en decimales } \times SPAN) + LRV$$

$$MA = (\% \times SPAN) + 4$$

Para sacar % teniendo mA o teniendo PV

$$\% = \frac{(VM - 4)}{16} (100)$$

$$\% = \frac{(PV - LRV)}{SPAN} (100)$$

Para sacar mA cuadráticos

$$MA = \sqrt{\frac{PV - LRV}{SPAN} (16)} + 4$$

Pondré algunos ejemplos reales en los que estuve trabajando, problemas de instrumentación que se presentaron todos los días para las pruebas de lazo y comisionamiento.

- En un transmisor de temperatura hay una lectura de 397.5°C este se encuentra alarmado. Su calibración es de 0 a 500 °C, necesito sacar los valores de escala en % y cuál es el valor de la alarma en porcentaje.

Entonces, debo sacar los valores del porcentaje de 0 a 100 % para esto se divide SPAN/4 el valor SPAN es la diferencia de la URV – LRV estos se refieren al rango máximo menos el rango mínimo. Después este valor se divide entre 4.

$\frac{500}{4} = 125$ este valor se va sumando a cada PV a partir del 0% ósea 125 más 125 son 250 más 125 son 375 más 125 igual a 500.

%	°C
0	0
25	125
50	250
75	375
100	500

Tabla 1. PV de Temperatura en porcentaje

Teniendo esta tabla uso la fórmula para sacar el porcentaje del PV, hay dos formas de hacerlo el primero es sustituyendo los valores.

Primero sacamos el valor en mA

$$MA = \frac{16}{SPAN} (PV - LRV) + 4$$

$$MA = \frac{16}{500} (397.5 - 0) + 4$$

$$MA = 16.72$$

Después lo saco en %

$$\% = \frac{(VM - 4)}{16} (100)$$

$$\% = \frac{(16.72 - 4)}{16} (100)$$

$$\% = \frac{12.72}{16} (100) = 79.5$$

Hay otra fórmula más directa para sacar el % sin sacar en mA y para sacar los mA teniendo %

$$\% = \frac{(PV - LRV)}{SPAN} (100) \quad \% = \frac{(397.5 - 0)}{500} (100) \quad \% = 0 - 795 \times 100 \quad \% = 79.5$$

$$MA = (\% \text{ en decimales} \times SPAN) + 4 \quad MA = (.795 \times 16) + 4 \quad MA = 16.72$$

- En un transmisor de presión con una alarma de 37 kg/cm² su calibración de LRV es de 13 kg/cm² a un URV de 55 kg/cm², necesito sacar el porcentaje de escala de 0 a 100 % su valor en % y en mA de la alarma
Para sacar los valores del porcentaje de 0 a 100 % divido SPAN/4 si el rango es de 13 a 55 para sacar el SPAN se resta el LRV – URV y ese valor se divide entre 4. 55 – 13 = 42 entonces $\frac{42}{4} = 10.55$ este valor de PV se va sumando a cada valor PV a partir del 0%

En este caso el 0% equivale a 13 kg/cm² el valor siguiente se le suman los 13 más 10.5 son 23.5 y así sucesivamente se le van sumando los 10.5 a cada escala.

%	KG/CM2	MA
0	13	4
25	23.5	8
50	34	12
75	44.5	16
100	55	20

Tabla 2. PV de presión en porcentaje y mA

Para sacar el valor de la alarma en porcentaje se usa la formula teniendo PV

$$\% = \frac{(PV - LRV)}{SPAN} (100) \quad \% = \frac{(37 - 13)}{42} (100) \quad \% = 0.5714 \times 100 \quad \% = 57.14$$

Para sacar el valor en mA usamos la fórmula

$$MA = \frac{16}{SPAN} (PV - LRV) + 4 \quad \text{o la mas directa} \quad MA = (\% \times SPAN) + 4$$

$$MA = \frac{16}{42} = 0.38 (37 - 13) + 4 \quad MA = 0.38 \times 24 + 4 \quad MA = 13.14$$

$$MA = (.5714 \times 16) + 4 \quad MA = 9.14 + 4 \quad MA = 13.14$$

- En un transmisor de nivel en un tanque con un rango de LRV -350 mmH2O a URV -900 mmH2O con una alarma por bajo nivel en 45 % y una alarma por alto nivel dando un valor de 18.7 mA debo encontrar los valores de cada escala en % y encontrar los valores de las alarmas en PV.

$$LRV - URV = SPAN \quad -350 - (-900) = -550 \quad \frac{-550}{4} = 137.5$$

%	MmH2O	MA
0	-900	4
25	-762.5	8
50	-625	12
75	-487.5	16
100	-350	20

Tabla 3. PV de nivel en porcentaje y mA

Sacar valor de la PV con una alarma del 45 % para sacar PV teniendo % o MA uso:

$$PV = (\% \text{ en decimales } \times SPAN) + LRV \quad \text{y tambien} \quad PV = \frac{SPAN}{16} (VM - 4) + LRV$$

$$PV = (.45 \times 550) + (-900) \quad PV = 247.5 + (-900) \quad \mathbf{PV = -652.5 \text{ mmH2O}}$$

Sacar el valor de la PV teniendo un valor de 18.7 mA

$$PV = \frac{550}{16} (18.7 - 4) + LRV \quad PV = (34.375 \times 14.7) + (-900) \quad \mathbf{PV = -394.68 \text{ mmH2O}}$$

- En un transmisor de presión con un rango de 0 a 125 kg/cm2 con una alarma de 1350 lb/in2 por lo tanto debo sacar el valor de la alarma en % y mA

$$1 \text{ kg/cm2 equivale a } 14.223351 \text{ PSI (lb/in2)} \quad 1350/14.223351 = 94.91 \text{ kg/cm2}$$

$$MA = \frac{16}{SPAN} (PV - LRV) + 4 \quad MA = \frac{16}{125} (94.91 - 0) + 4 \quad MA = (0.128 \times 94.91) + 4 \quad \mathbf{MA = 16.14}$$

O también.

$$MA = \frac{PV - LRV}{SPAN} (16) + 4 \quad MA = \frac{94.91}{125} (16) + 4 \quad \mathbf{MA = 16.14}$$

$$\% = \frac{(PV - LRV)}{SPAN} (100) \quad \% = \frac{(94.91 - 0)}{125} (100) \quad \mathbf{\% = 75.92}$$

- Hay casos particulares como los son los transmisores de flujo con salidas cuadráticas, ya que en campo tú debes meter un valor en mmH₂O y en pantalla o en cuarto de control central este se ve en porcentaje, por ejemplo, en un FT con un rango de 55 a 2300 mmH₂O que tiene salida cuadrática debo calcular la alarma por alta de PV 1287 mmH₂O en % y en mA con señal cuadrática sacando el valor de la alarma por baja de 13% en PV y mA

$$URV - LRV = SPAN \quad SPAN = 2300 - 55 = 2245 \quad \frac{2245}{4} = 561.25$$

LINEAL CUADRATICO

%	MmH ₂ O	MA	MA
0	55	4	4
25	616.25	8	12
50	1177.5	12	15.31
75	1738.75	16	17.85
100	2300	20	20

Tabla 4. PV de nivel en porcentaje Lineal y Cuadrático con mA

Calcular la alarma por alta con una PV de 1287 mmH₂O en % y en mA

$$\% = \frac{(PV - LRV)}{SPAN} (100) \quad \% = \frac{(1287 - 55)}{2245} (100) \quad \% = \mathbf{54.87}$$

$$MA = \sqrt{\frac{PV - LRV}{SPAN} (16) + 4} \quad MA = \sqrt{\frac{1287 - 55}{2245} (16) + 4} \quad MA = \sqrt{.5487(16) + 4}$$

$$MA = (0.7407 \times 16) + 4 \quad \mathbf{MA = 15.85}$$

Después debo sacar el valor de la alarma con un 13% en mmH₂O y en mA

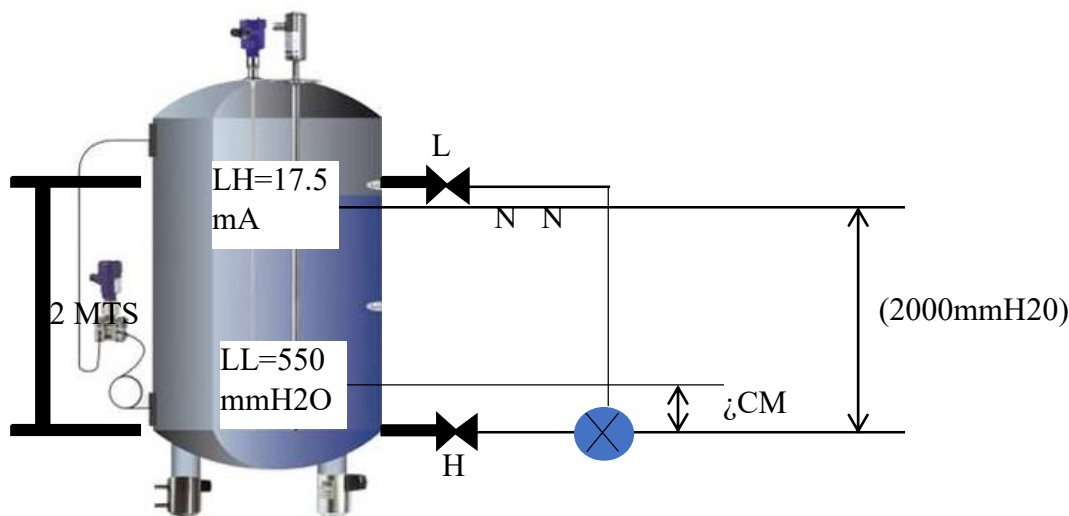
$$PV = (\% \times SPAN) + LRV \quad PV = (.13 \times 2245) + 55 \quad \mathbf{PV = 346.85 \text{ mmH}_2\text{O}}$$

$$MA = \sqrt{\frac{PV - LRV}{SPAN} (16) + 4} \quad MA = \sqrt{\frac{346.85 - 55}{2245} (16) + 4} \quad \mathbf{MA = 9.76}$$

Por lo tanto, yo al simular con el comunicador TREX debo meter el valor en mmH₂O y el controlista me dirá si le llega el porcentaje que es correcto.

- Para los niveles de tanque son problemas más complejos ya que en todos hay un cierto nivel de incertidumbre, por lo tanto, debemos tomar en cuenta la tolerancia y zona ciega. Hay un transmisor de nivel en un tanque el cual no se sabe su contenido ni densidad, con un rango de -780 a -15 mmh20 con una longitud de 2m, se encontró un a alarma de -550 mmh20 por bajo nivel y una alarma de alta a 17.5 mA (las alarmas están por debajo de la toma)

Sacar en porcentaje y mA el valor de la alarma por bajo nivel que da PV -550mmH2O y sacar el valor en centímetros que medirá en el Fluke, sacar el valor en % y PV la alarma de alto nivel que da 17.5 mA y el valor en centímetros que medirá en el Fluke, tomando en cuenta la densidad del líquido.



Primero debo sacar la densidad con la ecuación para sacar el rango mínimo y máximo la cual es: $DP=PH-PL$ o Presión diferencial=Presión alta- Presión baja

Entonces teniendo la altura y el rango que es LRV -780 y URV -15 mmH2O la presión de alta es = 0 y la presión de baja es = 2000 mm o 2 metros por lo tanto para sacar la densidad uso la ecuación: $LRV/altura$ de la toma de baja

$D = 780 / 2000 = 0.39$ La densidad de la toma de tubing transmisor baja y la densidad el recipiente sería.

$$D = \frac{(LRV - URV)}{Altura\ toma\ de\ baja\ en\ mm} \quad D = \frac{780 - 15}{2000} \quad D = 0.3825 \text{ densidad del tanque}$$

Después confirmó el rango con la ecuación para saber rango de un recipiente

$$DP = (PH * DENSIDAD) - (PL * DENSIDAD)$$

Y para saber la LRV y URV

$$\begin{aligned} DP &= (0 * 0.3825) - (2000 * 0.39) & DP &= 0 - 780 & LRV &= -780 \\ DP &= (2000 * 0.3825) - (2000 * 0.39) & DP &= 765 - 780 & URV &= -15 \end{aligned}$$

%	MmH2O	MA
0	-780	4
25	-588.75	8
50	-397.5	12
75	-206.25	16
100	-15	20

Tabla 5. PV de nivel para tanques con Incertidumbre en tomas

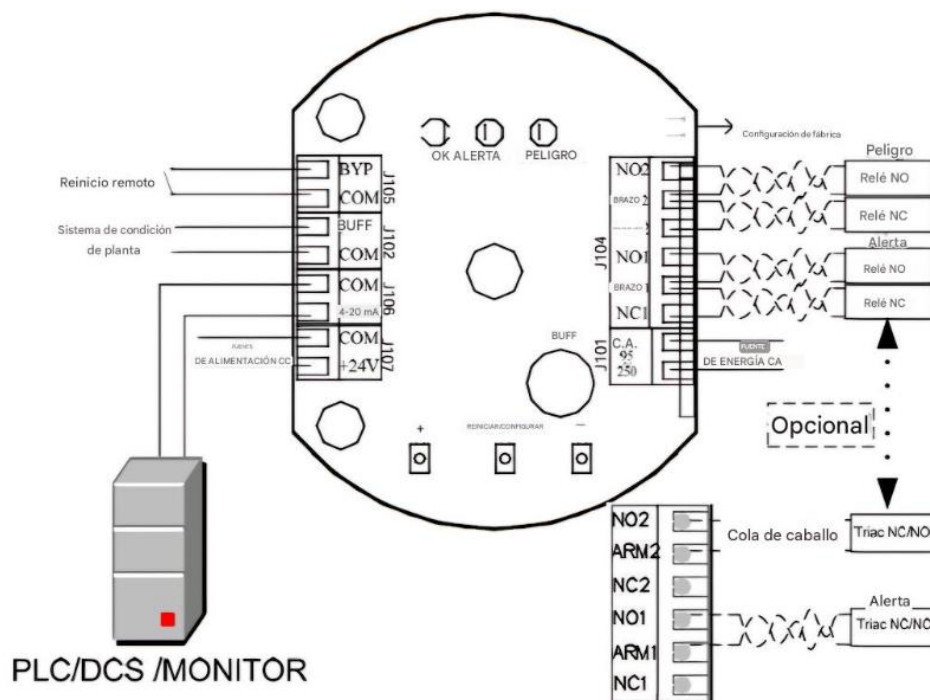
Entonces $URV - LRV = SPAN$ $-780 - (-15) = -\frac{765}{4} = -191.25$

Y para sacar el mA y % del valor de la alarma de baja que dan -550 mmH2O

$$MA = \frac{PV - LRV}{SPAN} (16) + 4 \quad MA = \frac{550 - (-780)}{765} (16) + 4 \quad \mathbf{MA = 8.81}$$

REGISTRO DE PRUEBAS DE VIBRACION EN VENTILADORES

Para estas pruebas, se instalan unos transmisores de vibración en ventiladores, motores de recirculación, motores de carga, compresores, turbinas, etc. En resumen, todo el equipo que tenga carga dinámica y rotatoria para monitorear sus condiciones. Estos van instalados a un costado del equipo. Con el fin de prevenir algún tipo de falla o cavitación que es una razón principal de falla para los equipos rotatorios.





CAPITULO IV RESULTADOS

21. PUESTA EN MARCHA Y COMISIONAMIENTO

VERIFICACIÓN DE CIRCUITOS DE CONTROL DIGITALES Y ANALOGOS, ENCLAVAMIENTOS

Se media el progreso de las pruebas de lazo por sistemas y subsistemas, al llegar al 95% total por ambos trenes comenzamos con el comisionamiento. En esta etapa colaboré en conjunto con muchos trabajadores extranjeros, indúes, italianos, alemanes, coreanos, americanos, franceses, etc. Todos los sistemas fueron proveídos por vendedores internacionales por lo tanto verificación se realizó en conjunto, se probó cada circuito de control digital, análogo y enclavamientos junto al cliente (PEMEX).

SEÑAL ANALOGICA

“Una señal analógica es continua y puede tomar infinitos valores, esta se compone de un rango continuo de valores donde cada punto puede tener un valor diferente.

Poniendo un Ejemplo:

En la Refinería Olmeca y el trabajo se usan las señales Analógicas de entrada (AI) y Analógicas de salida (AO)

ANALOGICA DE ENTRADA (AI)

Esta señal es de confirmación al controlador (DCS) o (PLC) de un valor como por ejemplo los transmisores emiten una señal analógica de 4 a 20 mA en la cual en cuarto de control verán la medición de la variable ya sea en porcentaje, si es nivel en unidades si es flujo o presión y en grados centígrados si es temperatura de acuerdo a los rangos que estén configurados.

También hay señales analógicas que son de confirmación o llamado FEEDBACK, que indican en DCS la posición de apertura o cierre de una válvula en % como ejemplo:

4 mA es 0% , 8 mA es 25 %, 12 mA es 50 %, 16 mA es 75 % y 20 mA es 100 % abierta.

ANALOGICA DE SALIDA (AO)

Este tipo de señal, el DCS manda un valor en mA para mover un equipo como por ejemplo una válvula de control o un variador., el DCS manda un valor de acuerdo al set point programado de 4 a 20 mA o 0 a 100% y en campo llega esta señal al posicionador de la válvula.

SEÑAL DIGITAL

Una señal Digital es una señal discontinua y solo puede tomar 2 valores o estados un 0 y 1 0 se considera (0 volts) y 1 (24 volts) o abierto y cerrado. También en nuestro trabajo conocemos 2 tipos de señales digitales, así como los 2 tipos de analógicas que son señales digitales de entrada (DI) y salida (DO).

DIGITAL DE ENTRADA (DI)

Son las señales de confirmación de estado de un equipo como por ejemplo una válvula ON-OFF tiene adaptado 2 switch de posición (ZSC o ZSO) para confirmar si la válvula está abierta o cerrada otro ejemplo sería los switches de presión, flujo, nivel o temperatura (PS,TS,FS,LS) que son contactos normales abiertos (NO) cuando cierra manda la señal de confirmación al DCS. en conclusión, una DI solo son contactos ya sea Normal cerrados (NC) $\text{---}|\text{---}$ Normal abiertos (NO) $\text{---}||\text{---}$ que sirven para confirmar estado abierto o cerrado de un equipo.

DIGITAL DE SALIDA (DO)

Estas señales son comandos de salida del DCS de 24 vcd. Para energizar un equipo., como por ejemplo una válvula solenoide (SV), un Relevador, un led, en conclusión, son comandos de salida para energizar un equipo y hagan una acción de on-off, star-stop, encendido o apagado o 1 y 0 como comúnmente se maneja en la lógica.” [17]

Señal Analógica

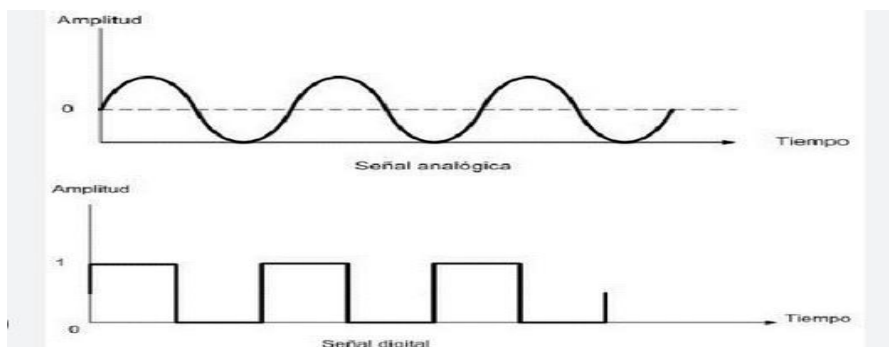
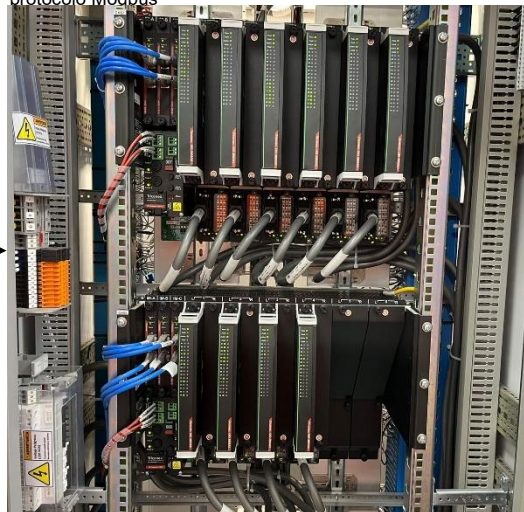


Figura 80. Tabla con forma de onda de señales digitales y analógicas

Figura 81. Cuarto de control donde están los controladores (DCS) y de ahí mandan los comandos y reciben señales. llamado cuarto control central (CCC)

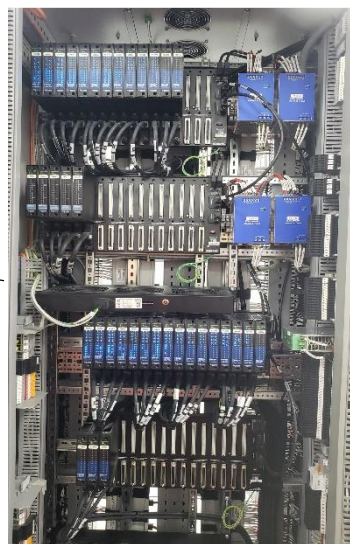


Figura 82. Servidor que se encuentra en cuarto de control de instrumentos es el que recibe las señales por fibra óptica en protocolo Modbus

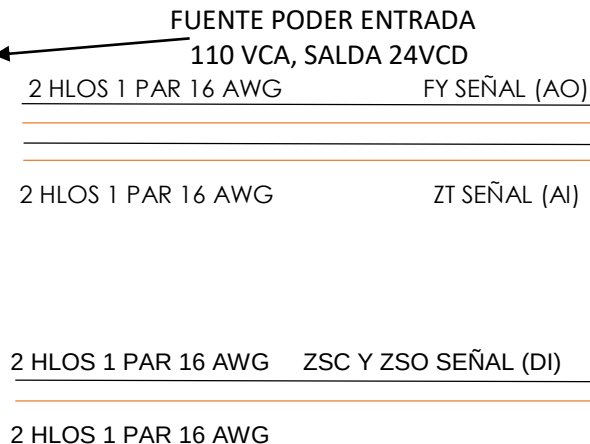


FO

Figura 83. Cuarto de control de instrumentos en (CCI) en algunos los llama cuarto control satélite (CCS) recibe la señal del CCC, pero primero llega al servidor y de este a los gabinetes de control por medio de cable ethernet



ALIMENTACION EXTERNA DE 110VCA QUE VIENE DE LAS UPS



SY SEÑAL (DO)

Figura 84. Válvula de control en campo (FY) señal (AO) y (AI) 4 a 20 mA

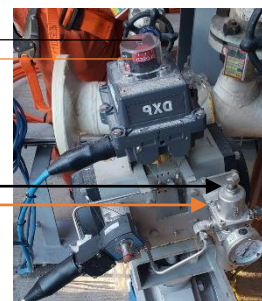
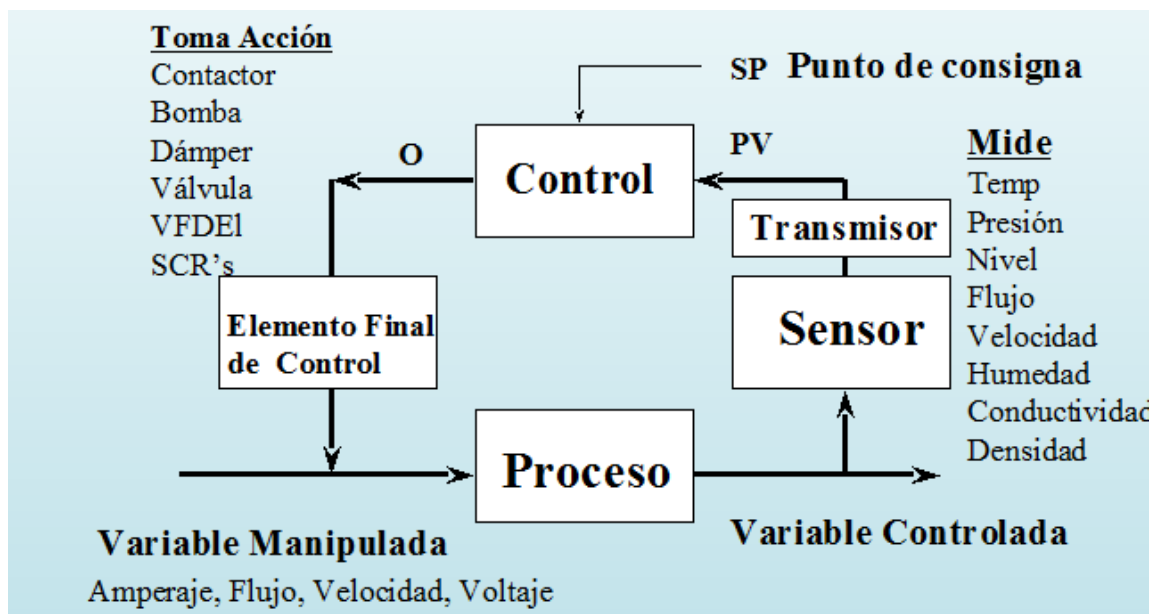


Figura 85. Válvula solenoide señal (DO) y señal (DI) ON-OFF



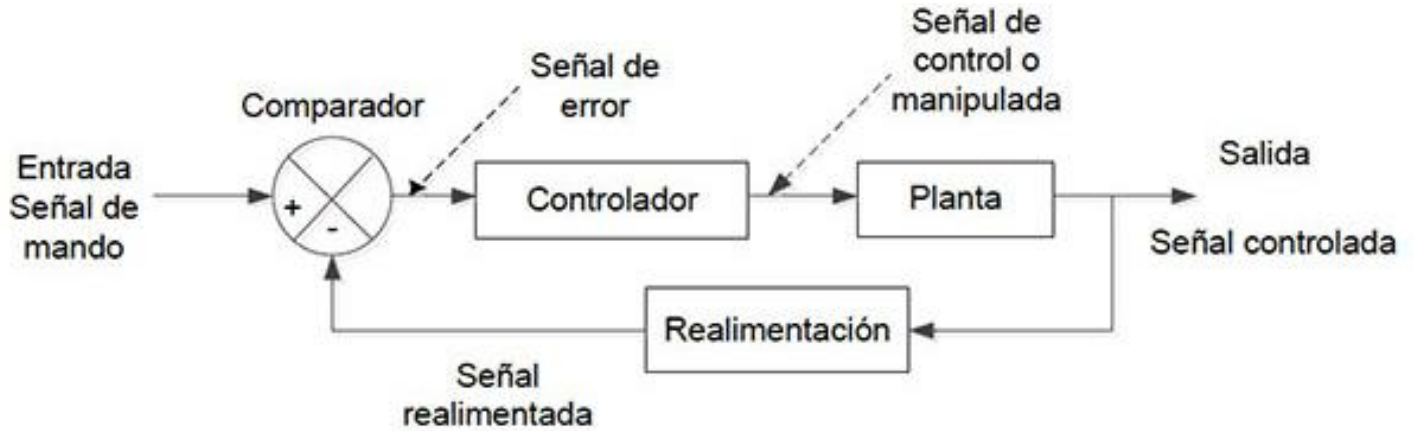


Figura 86. Diagramas de Control

22. PRUEBAS FUNCIONALES DE INSTRUMENTOS Y CONTROLES DEL SISTEMA.

En las Pruebas funcionales lógicas y control tenemos 3 tipos diferentes de funciones,

- La primera que es la Causa y Efecto que se refiere a una matriz con todas las secuencias y eventos que sucederán al cumplir una condición de acuerdo a sus especificaciones.
- La segunda es el interlock en el cual se ejecutan todos los diagramas lógicos para estas pruebas usamos compuertas lógicas y programación de enclavamiento.
- El tercero es Loop Complejo el más difícil de todos ya que estos involucran a sistemas muy grandes en conjunto a subsistemas como puede ser una caldera, una fraccionadora donde llega producto de diferentes intercambiadores. Involucran muchos controladores para muchas acciones.

CAUSE AND EFFECT MATRIX

NOTES

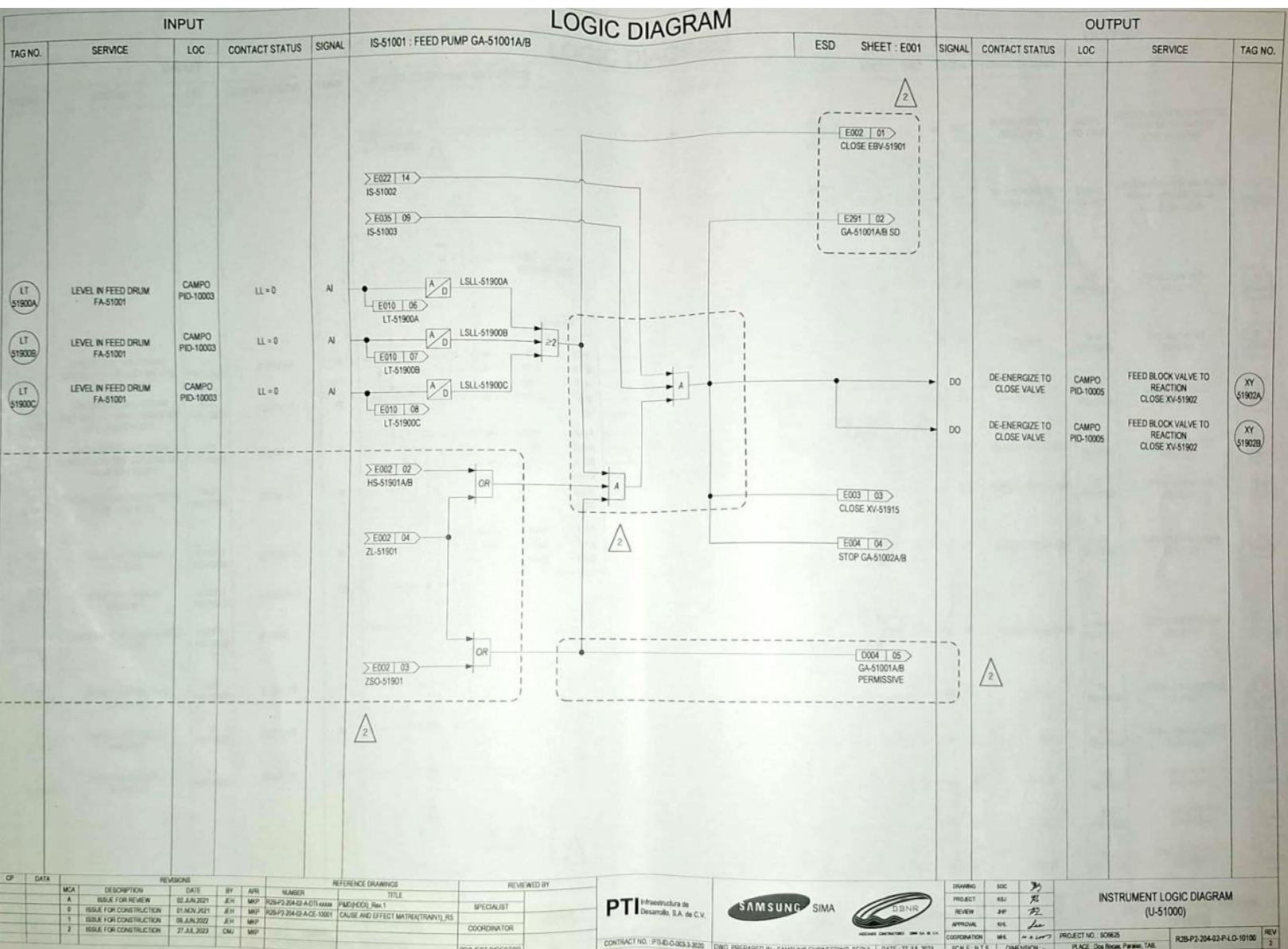
- 1) LEGEND : O = OPEN, C = CLOSE, R = RUN, B = STOP, T = TRIP, C/D = CLOSE AFTER DELAY,
O/D = OPEN AFTER DELAY, S/D = STOP AFTER DELAY, Y/D = YES AFTER DELAY, E = ENABLE
T/D = TRIP AFTER DELAY
2) STARTUP PERMISSIVE OF BOTH FEED PUMP GA-51001A/B AND ANTIFOULING PUMP 6PE-51001A/B BD-1.
3) BLANK INDICATES THAT THERE IS NOT STARTUP DEVICE ACTION ON THE PROTECTIVE ELEMENT.
4) 2 OUT OF 3 VOTE.
5) IS-51901 FOR GA-51001A AND IS-51902 FOR GA-51001B
6) HAND SWITCH (DCS) TAG NO. FOR XV:
HS-51900AA FOR XV-51900 CLOSE
HS-51902AA FOR XV-51902 CLOSE
HS-51915AA FOR XV-51915 CLOSE
7) 1 OUT OF 2 VOTE.

EFFECT

TAG NO.	FUNCTION PERFORMED	P&ID NUMBER		NOTES
		SUCTION SHUT-OFF VALVE FOR FEED PUMP GA-51001A/B	R2B-P2-204-02-A-DT1-10003	
EBV-51901	FEED PUMP		R2B-P2-204-02-A-DT1-10004	
GA-51001A/B	FEED BLOCK VALVE TO REACTION		R2B-P2-204-02-A-DT1-10005	(R)
XV-51902	LEAN AMINE FEED CUT-OFF VALVE TO SCRUBBER DA-51001		R2B-P2-204-02-A-DT1-10020	(R)
XV-51915	HIGH PRESSURE LEAN AMINE PUMP		R2B-P2-204-02-A-DT1-10023	
GA-51002A/B	CUT-OFF VALVE IN THE DIESEL FEED TO FEED FILTER FG-51001		R2B-P2-204-02-A-DT1-10001	(R)
XV-51900				

CAUSE

Rev	S/D SYSTEM	P&ID NUMBER	TAG NO.	SERVICE	SIL	NOTES
	IS-51001	R2B-P2-204-02-A-DT1-10003	LSLL-51900A/B/C	LOW LOW LEVEL IN FEED DRUM FA-51001	1	(4)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10401	HS-51901A	EMERGENCY SHUTDOWN SWITCH (LOCAL) FOR CLOSING THE VALVE EBV-51901		C S C C S
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10401	HS-51901B	EMERGENCY SHUTDOWN SWITCH (CCC) FOR CLOSING THE VALVE EBV-51901		C S C C S
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10401	HS-51901C	EMERGENCY SHUTDOWN SWITCH (HM) FOR CLOSING THE VALVE EBV-51901		C S C C S
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10401	Not ZSO-51901	EBV-51901 VALVE NOT FULLY OPEN		S C C S
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10401	ZSO-51901	EBV-51901 VALVE OPENING INDICATION		(2)
	IS-51901	R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	PSLL-51922A/51923A/51924A	LOW LOW PRESSURE IN LUBE OIL HEADER FOR GA-51001A	1	(4)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	TSBH-61511A/B	HIGH HIGH TEMPERATURE FOR PUMP RADIAL BEARING (DE) GA-51001A	1	(7)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	TSBH-61512A/B	HIGH HIGH TEMPERATURE FOR PUMP RADIAL BEARING (NDE) GA-51001A	1	(7)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	TSBH-61513A/B	HIGH HIGH TEMPERATURE FOR PUMP THRUSTY BEARING (INBOARD) GA-51001A	1	(7)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	TSBH-61513C/D	HIGH HIGH TEMPERATURE FOR PUMP THRUSTY BEARING (OUTBOARD) GA-51001A	1	(7)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	TSBH-61514A/B	HIGH HIGH TEMPERATURE FOR PUMP BEARING RTD (DE) GA-51001A	1	(7)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	TSBH-61516A/B	HIGH HIGH TEMPERATURE FOR PUMP BEARING RTD (NDE) GA-51001A	1	(7)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	VBH-61511X/Y	HIGH HIGH VIBRATION FOR PUMP BEARING (DE) RADIAL GA-51001A	1	(7)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	VBH-61512X/Y	HIGH HIGH VIBRATION FOR PUMP BEARING (NDE) RADIAL GA-51001A	1	(7)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	VBH-61513A/B	HIGH HIGH VIBRATION FOR PUMP BEARING (NDE) AXIAL GA-51001A	1	(7)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	VBH-61514X/Y	HIGH HIGH VIBRATION FOR MOTOR BEARING (DE) RADIAL GA-51001A	1	(7)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	VBH-61515X/Y	HIGH HIGH VIBRATION FOR MOTOR BEARING (NDE) RADIAL GA-51001A	1	(7)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10792	PSLL-51922B/51923B/51924B	LOW LOW PRESSURE IN LUBE OIL HEADER FOR GA-51001B	1	(4)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	TSBH-61521A/B	HIGH HIGH TEMPERATURE FOR PUMP RADIAL BEARING (DE) GA-51001B	1	(5)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	TSBH-61522A/B	HIGH HIGH TEMPERATURE FOR PUMP RADIAL BEARING (NDE) GA-51001B	1	(5)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	TSBH-61523A/B	HIGH HIGH TEMPERATURE FOR PUMP THRUSTY BEARING (INBOARD) GA-51001B	1	(5)
	IS-51902	R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	TSBH-61523C/D	HIGH HIGH TEMPERATURE FOR PUMP THRUSTY BEARING (OUTBOARD) GA-51001B	1	(5)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	TSBH-61524A/B	HIGH HIGH TEMPERATURE FOR PUMP BEARING RTD (DE) GA-51001B	1	(5)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	TSBH-61526A/B	HIGH HIGH TEMPERATURE FOR PUMP BEARING RTD (NDE) GA-51001B	1	(5)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	VBH-61521X/Y	HIGH HIGH VIBRATION FOR PUMP BEARING (DE) RADIAL GA-51001B	1	(5)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	VBH-61522X/Y	HIGH HIGH VIBRATION FOR PUMP BEARING (NDE) RADIAL GA-51001B	1	(5)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	VBH-61523A/B	HIGH HIGH VIBRATION FOR PUMP BEARING (NDE) AXIAL GA-51001B	1	(5)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	VBH-61524X/Y	HIGH HIGH VIBRATION FOR MOTOR BEARING (DE) RADIAL GA-51001B	1	(5)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10791	VBH-61525X/Y	HIGH HIGH VIBRATION FOR MOTOR BEARING (NDE) RADIAL GA-51001B	1	(5)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10003	LSH-51900A/B/C	HIGH HIGH LEVEL IN FEED DRUM FA-51001	2	(4)
		R2B-P2-204-02-A-DT1-10401	ZSO-51900	XV-51900 VALVE OPENING INDICATION		C



Doc. TITLE	COMPLEX CONTROL LOOP DESCRIPTION (HDDI)	Page	108 / 113
		Rev.	2
Contract Doc. No.	R2B-P2-204-02-P-NC-00001	Contract No.	PTI-ID-O-003-3-2020
Contractor Doc. No.	SO6625-EK0B-PCS-P2510001	Contractor Job. No.	SO6625

3.29 FLOW COMPENSATION

Following Flow compensation formula to be considered for Pressure and Temperature compensation.

A. Gas and Vapour flow measurements:

A.1 Ultrasonic flow meters: Equation 1

$$Q_{CVol} = Q_{RVol} \cdot \left(\frac{P_A + P_0}{P_S + P_0} \cdot \frac{T_S + T_0}{T_A + T_0} \right)$$

Q_{CVol}	: Volumetric Compensated flow (Nm ³ /hr)
Q_{RVol}	: Volumetric Raw flow (Nm ³ /hr)
P_A	: Actual pressure (kg/cm ² g)
P_S	: Specified pressure (kg/cm ² g)
T_A	: Actual temperature (°C)
T_S	: Specified temperature (°C)
P_0	: Reference pressure = 1.033227 kg/cm ²
T_0	: Reference temperature = 273.15 K

A.2 DP type flow meters: Equation 2

$$Q_{CVol} = Q_{RVol} \cdot \left(\frac{P_A + P_0}{P_S + P_0} \cdot \frac{T_S + T_0}{T_A + T_0} \right)^{0.5}$$

Q_{CVol}	: Volumetric Compensated flow (Nm ³ /hr)
Q_{RVol}	: Volumetric Raw flow (Nm ³ /hr)
P_A	: Actual pressure (kg/cm ² g)
P_S	: Specified pressure (kg/cm ² g)
T_A	: Actual temperature (°C)
T_S	: Specified temperature (°C)
P_0	: Reference pressure = 1.033227 kg/cm ²
T_0	: Reference temperature = 273.15 K

PTI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V.	PHASE II OF REFINERY IN DOS BOCAS (HDN, HDDI, HDTGO, REF)	 	
Doc. TITLE	COMPLEX CONTROL LOOP DESCRIPTION (HDDI)	Page	109 / 113
		Rev.	2
Contract Doc. No.	R2B-P2-204-02-P-NC-00001	Contract No.	PTI-ID-O-003-3-2020
Contractor Doc. No.	SO6625-EK0B-PCS-P2510001	Contractor Job. No.	SO6625

A.3 Compensation Constant for vapor compensation

Compensated Flow (FI)	Type	Equation	Pressure (Ps) (kg/cm ² g)	Temp (Ts) (°C)	Measured Pressure (P)	Measured Temp (T)	P&ID No.
FI-52127	DP	2	4.45	38	PI-52131	TI-52157	20010
FI-52141A	DP	2	14.1	231	PI-52187A	TI-52259A	20056
FI-52141B	DP	2	14.1	231	PI-52187B	TI-52259B	20065
FI-52163	DP	2	14.79	230	PI-52187	TI-52261	20065
FI-52701	DP	2	4.45	38	PI-52701	TI-52701	20301
FI-52703	DP	2	6.8	32	PI-52703	TI-52703	20301
FI-52709	DP	2	10	38	PI-52709	TI-52709	20301
FI-52710	DP	2	7.5	40	PI-52710	TI-52710	20301
FI-52711	DP	2	7.5	40	PI-52711	TI-52711	20301
FI-52706	Ultrasonic	1	0.2	38	PI-52706	TI-52706	20302
FI-52708	Ultrasonic	1	0.2	38	PI-52708	TI-52708	20302
FI-52743	DP	2	42.2	380	PI-52743	TI-52743	20303
FI-52745A	DP	2	10.5	220	PI-52745	TI-52745	20303
FI-52745B	DP	2	10.5	220	PI-52745	TI-52745	20303
FI-52746A	DP	2	3.5	148	PI-52746	TI-52746	20303
FI-52746B	DP	2	3.5	148	PI-52746	TI-52746	20303
FY-51176A	DP	2	9	70	PI-51198	TI-51305	10057
FY-51175A	DP	2	9	70	PI-51196	TI-51304	10070

23. EJECUCION DE ALGORITMOS DE CONTROL Y SINTONIZACIÓN DE VARIABLES

Finalmente, para la última etapa en conjunto a PEMEX se realizaron las pruebas de sintonización de variables con la ejecución de algoritmos. Se deja al final ya que a la par se van inyectando en todas las líneas los productos que se van a refinar, las cuales son extremadamente inflamables y tóxicos, como es combustible, hidrogeno, nitrógeno, etc.

Los métodos que se usan para la sintonización y ejecución de algoritmos se basan en estudios experimentales y se hacen en base a la respuesta de diferentes tipos de sistema y subsistemas que pueden dar resultados que no son los óptimos en primera instancia. Estos parámetros funcionan como puntos de partida que se van ajustando hasta que se obtiene una respuesta deseada. Las variables inherentes al conocimiento del proceso industrial, como el modelo del proceso, el esquema de control y las restricciones del modelo que se imponen son algunas de las variables que se pueden completar cuando se sintoniza una variable.

Tipos de respuesta de un controlador PID en el proceso de sintonización y ejecución de algoritmos

“Existen métodos cuantitativos de sintonización y ejecución, estos intentan hacer un mapeo de las características del proceso industrial y con esto se obtienen como respuesta parámetros confiables PID para el controlador. Se pueden clasificar las respuestas de este proceso en tres grupos: las integrativas, las auto-regulatorias y las inestables.

- Tipo integrativo o integrating

Este proceso responde con la variación de su valor planificado (PV) de manera constante, hacia arriba o hacia abajo en una proporción igual a la magnitud del cambio, del estímulo, escalón o impulso producido con el elemento final del control de válvula, que puede ser la válvula de control.

- Tipo auto-regulatorios o self- regulating

Este tipo de respuesta responde ante el estímulo, y luego se fija un nuevo valor planificado (PV). El estímulo puede ser un escalón unitario, o las variaciones de una apertura en la válvula de control.

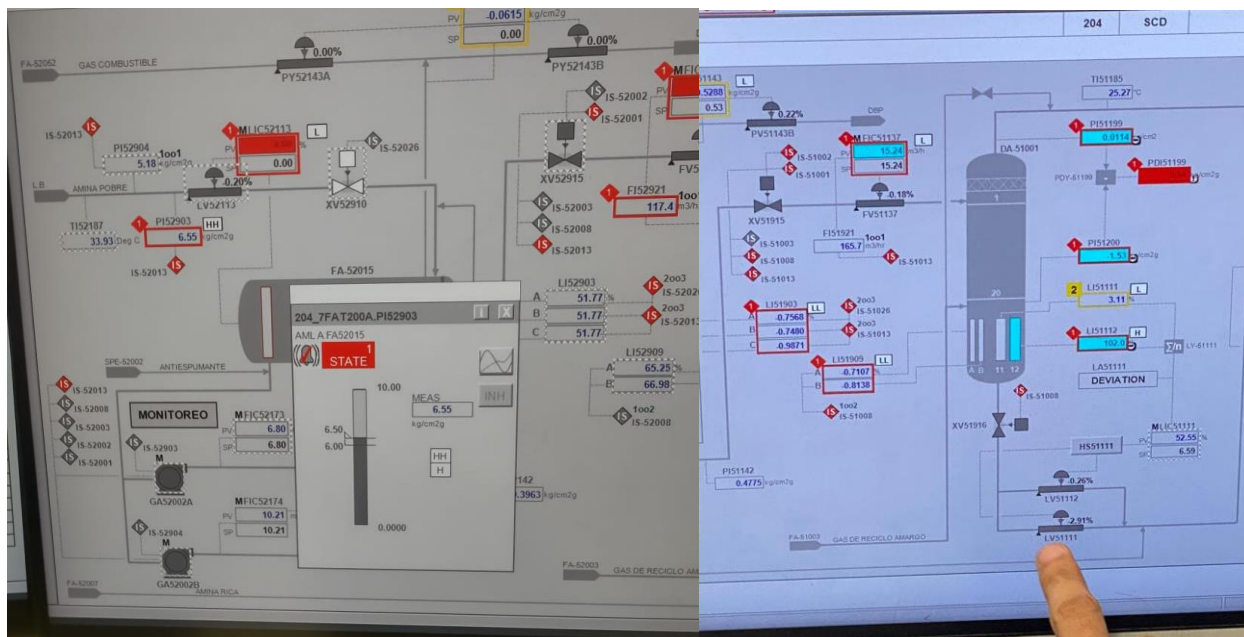
- Tipo inestables o Runaway

Estos tipos de procesos se definen por la respuesta ante un estímulo. De manera general, se define por el cambio manual que es repentino sobre una señal de salida que tiene incidencia sobre el proceso, ya sea la posición de una válvula de control o de algún otro elemento final de control.

Durante estas ejecuciones, valoraciones y sintonizaciones ocurría un problema muy frecuente el cual era la pérdida de comunicación entre Instrumento-SCADA ¿qué quiere decir?

En la refinería para saber el estatus de un instrumento, equipo o sistema existe unos códigos de colores, el rojo significa que tiene alarma de alta y esto es porque está en sobre rango o saturado, en amarillo que hay una alarma de baja activada, en condición normal no hay color y cuando una gráfica está en color cyan significa que no hay comunicación.” [18]

Figura 87. Gráficos con códigos de color



Este fue un problema muy grande y la razón principal que origino el atraso en la producción de la refinería, por esto es que se aplazaban cada vez las fechas. Se realizó un diagnóstico total de todas las plantas para encontrar por qué se perdía la comunicación ya que obviamente no podíamos poner en sintonía total las plantas y sus sistemas.

Los segmentos y comunicación MODBUS presentaban fallas y alarmas derivadas de diversas problemáticas identificadas en campo y en cuarto de control central, lo cual interfería en la operación normal los sistemas, pues se perdía la sincronía en el caso de ser FBM Redundantes.

Se presentaban señales en pantalla sin variación de las indicaciones, por lo que las mediciones no correspondían con las lecturas tomadas en campo, es en esta etapa SAMSUNG donde trabajé ya tenía mucha presión por parte del gobierno Federal, diariamente había reuniones con el Presidente Andrés Manuel López Obrador, por lo que se decidió efectuar una validación con apoyo del software Field Connex suministrado por Pepperl+Fuchs el vendor de segmentos y tarjetas. Por medio de la herramienta

Osciloscopio, verificábamos el estado de la comunicación obteniendo el siguiente resultado.

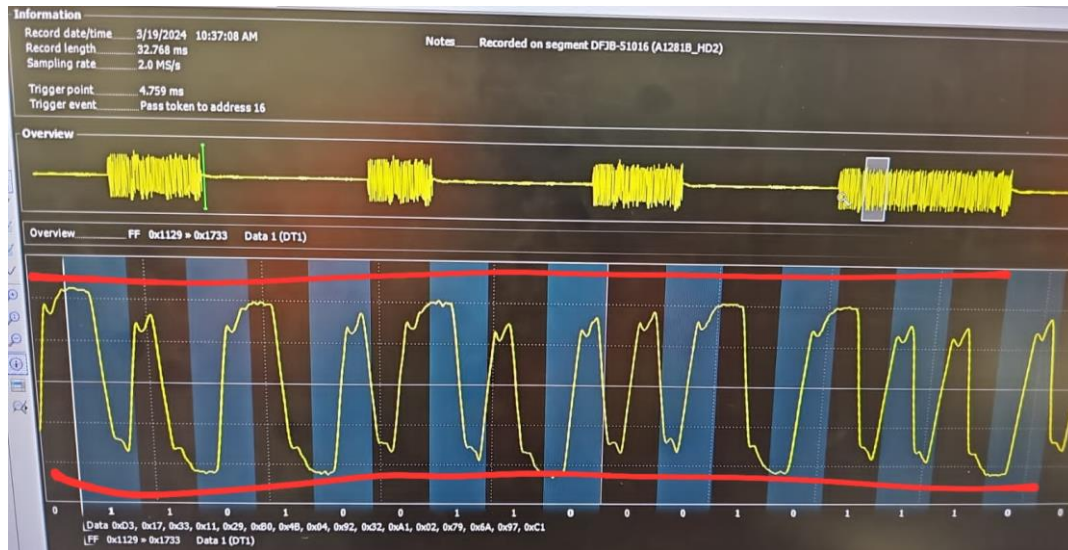
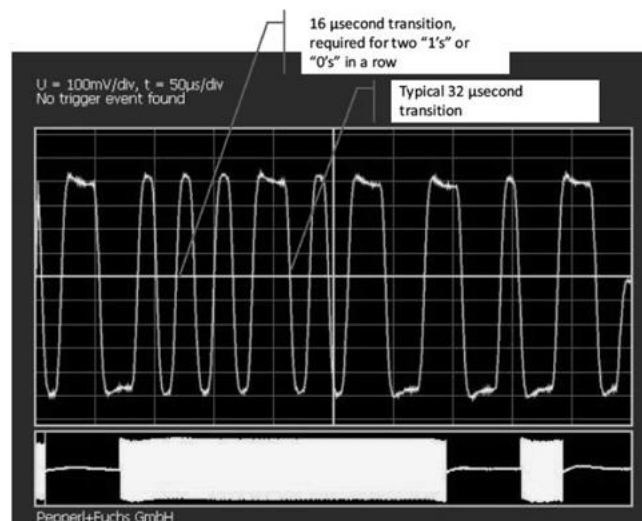


Figura 88. Formas de Onda que muestran ruido en Osciloscopio

Se observa una señal anómala que muestra ligeros cambios en la frecuencia y una forma de onda que no es característica de una Sinusoidal, lo cual nos mostraba la pérdida de datos hacia el Cuarto de Control Central, ya que de acuerdo con la documentación sobre Fieldbus presentada por Pepperl+Fuchs para el módulo de diagnóstico y segmentos, la señal típica de comunicación fieldbus se ve como la siguiente figura.

Figura 89. Forma de onda típica de una señal FF sin ruido



Había muchas señales irregulares es por ello que junto a todas las disciplinas hicimos un diagnóstico completo de cada elemento, equipo e instrumento. Resultando en perturbaciones y disturbios eléctricos o de corriente, provocados por inducción derivada

de los sistemas de puesta a tierra. Cambios en la frecuencia base y amplitud, lo que provocaba un desbalance, ocasionado por ruido de alta frecuencia en el sistema de puesta a tierras y cableado FF y HART.



Figura 90. Diagnóstico de planta para corregir el ruido en la comunicación

Para el cambio de frecuencia y amplitud se llegó al diagnóstico del desbalance que era provocado por Ruido eléctrico.

“RUIDO ELECTRICO (COMUNICACION)”

El ruido es toda señal no deseada que se mezcla con la señal útil que se quiere transmitir. Es el resultado de diversos tipos de perturbaciones que tiende a enmascarar la información cuando se presenta en la banda de frecuencias del espectro de la señal, es decir, dentro de su ancho de banda.

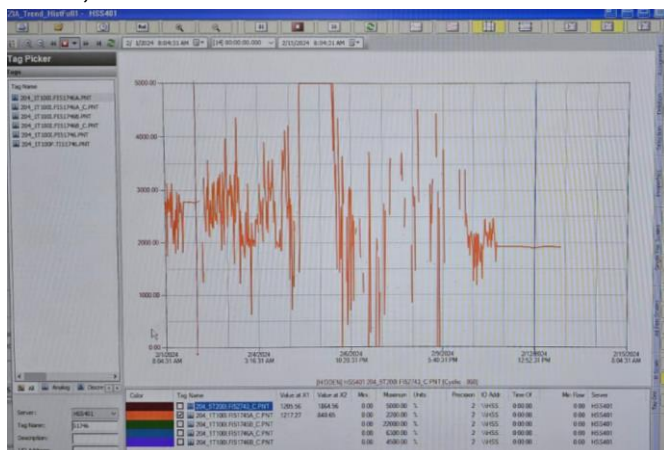


Figura 91. Grafica con picos en valores nominales debido a Ruido

Los equipos ya se encontraban en operación, dadas sus características eléctricas, generaban una inducción o ruido en los segmentos. Estos fueron los pasos.

El ruido se debe a múltiples causas como por ejemplo, a los componentes electrónicos (amplificadores), al ruido térmico de los resistores, a las interferencias de señales externas, etc. Es imposible eliminar totalmente el ruido, ya que los componentes electrónicos no son perfectos. Sin embargo, es posible limitar su valor de manera que la calidad de la comunicación resulte aceptable.

- Revisión en campo de la instalación de cableado eléctrico, para asegurar que este no entre en contacto o cruce con cableado de señal de instrumentos desde gabinetes hacia campo. Revisión de desfuegos ya que aun había trabajos de flushing por vapores a alta temperatura. Además, corregir unos switches que estaban mal posicionados en los SPUR o tronco de comunicación.

Figura 92. Segmentos con deepswitch en mal posicionamiento



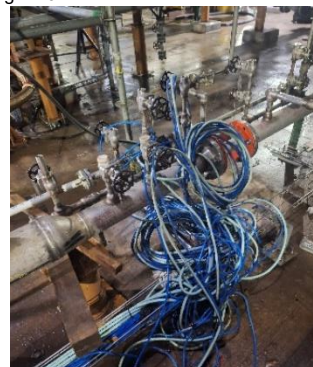
- Verificación del sistema de puesta a tierra, validando que la tierra de instrumentación y los sistemas de tierra de potencia estén aislados ya que había muchos cables de comunicación que estaban aterrizados a una tierra en común.

Figura 93. Verificación de tierras físicas en cajas de conexiones



- Reducción de cableado excesivo hacia instrumentación, ya que también el exceso de este tiende a generar una inducción e incremento de otros parámetros de desbalance en la capa física.

Figura 94. Reducción de exceso de cableado



Siguiendo estos pasos el error estuvo desde el principio en la etapa de construcción ya que no siguieron los parámetros y las normativas de instalación, el ruido era provocado por los cables de potencia, por tierras mal aterrizadas y por cables de comunicación que

pegaban directamente con desfogues a vapores por altas temperaturas. El sintonizar un sistema de control realimentado significa regular parámetros en el controlador para lograr implementar un control robusto en el proceso. “Robusto” en este contexto es usualmente definido como la estabilidad de las variables de procesos a pesar de los cambios de carga, una rápida respuesta ante los cambios de setpoint, oscilaciones mínimas y un offset mínimo (error entre el setpoint y la variable de proceso) en el tiempo.

“Control Robusto” el control PID (Proporcional-Integral-Derivativo) es el algoritmo de control realimentado más usado en la industria, es importante que el ingeniero y/o técnico instrumentista entienda como se sintonizan estos controladores de manera efectiva y con una mínima inversión de tiempo.

La regla más importante para la etapa de sintonización y algoritmo es CONOCER el proceso antes de intentar regular al controlador y ejecutar los algoritmos. El mejor método para testear un proceso para determinar su característica natural es poner el controlador en MODO manual y realizar un step-change (escalón de salida) en la señal de salida del controlador. Es críticamente importante que el controlador este en modo manual en el momento que las características del proceso estén siendo exploradas. Si el controlador es dejado en MODO automático, la respuesta que miraremos del proceso a un setpoint dado o cambio de carga será parcialmente la característica natural del proceso mismo y parcialmente la acción correctiva del controlador.

La acción correctiva del controlador por tanto interferiría con nuestra meta de explorar las características de nuestro proceso. Por el contrario, poniendo el controlador en modo MANUAL inhabilitamos la acción correctiva (removemos efectivamente su influencia rompiendo el lazo realimentado entre el proceso y el controlador, controlador y proceso). En modo manual, la respuesta que vemos del proceso para una salida (variable manipulada) o cambio de carga es PURAMENTE una función de la naturaleza dinámica del proceso, la cual es precisamente lo que deseamos reconocer.

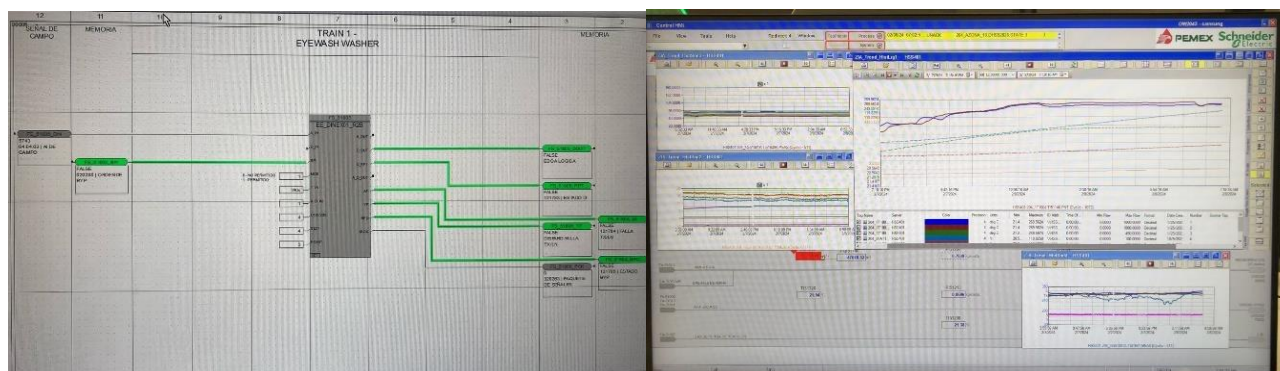
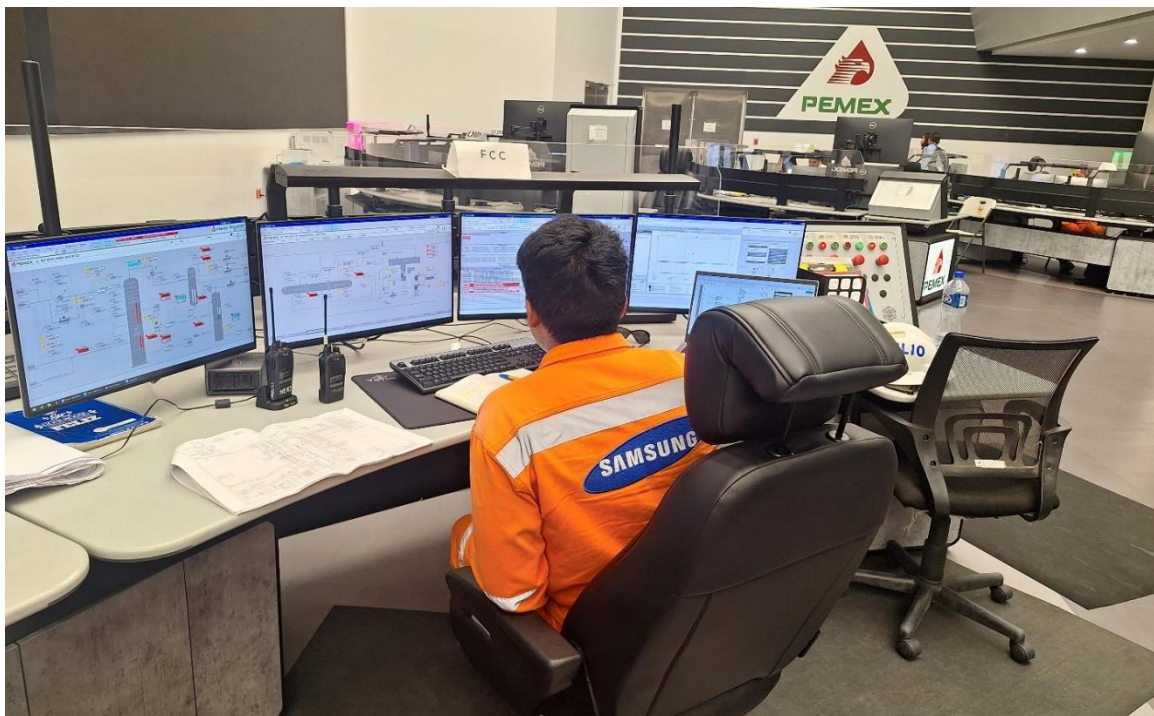


Figura 95. Disminución de ruido después de Diagnostico

El testeo o exploración de la característica de un proceso con el controlador en modo manual es frecuentemente llamado open-loop test o “prueba a lazo abierto”, porque el lazo realimentado es “abierto” y ya no es más un lazo completo. Esta prueba es la técnica de diagnóstico que realizamos para cada lazo en sistemas críticos de proceso.

Estuve en todas las áreas principales donde se llevó toda sintonización y ejecución de variables terminando al final en cuarto de control central donde me encargue de recibir las señales, verificar el estado en las comunicaciones, trabajar en conjunto para la programación de los controladores y dar los parámetros de estado de la planta Hidrodesulfuradora de Diesel siendo así que después de 1 año y medio de trabajo esta planta fue la Primera en producir y refinar Diesel de alta calidad en toda la refinería Olmeca, concluyendo así con mi estancia con una producción del 50% total de toda la refinería.

Figura 96. Pruebas de sintonización de variables y ejecución de algoritmos desde CCC





CAPITULO V CONCLUSIONES

24. CONCLUSION.

Dentro de este proyecto se presentaron diferentes situaciones, las cuáles fueron un reto grande para mí, ya que adentrarse a la industria significa afrontar nuevos conocimientos y aprendizajes totalmente diferentes a los aprendidos en mi etapa académica, pero gracias a esta formación y a mis asesores internos y externos que me proporcionaron las herramientas necesarias para poder afrontar y resolver los problemas y retos que estuvieron presentes durante mi estancia en la Refinería Olmeca de Dos Bocas Tabasco. Como parte del proyecto agradezco la oportunidad y la confianza brindada por parte de la empresa para desarrollar esta importante labor la cual cumplió con mis intereses dentro de la carrera de Ingeniería Mecatrónica, tuve la oportunidad de poner en práctica todos los conocimientos teóricos que adquirí en la escuela y estuve colaborando con SAMSUNG en la disciplina de instrumentación donde inicialmente solo realizaba mis residencias profesionales pero al concluir me dieron la oportunidad de trabajar con ellos estando presente en todas las etapas de un Proyecto de Construcción y Puesta en marcha. Puse en práctica mis conocimientos sobre automatización y control, en mecánica para las turbinas y bombas de carga, en enfriadores, compresores, para ecuaciones en todos los cálculos que se deben realizar al momento de configurar y calibrar un instrumento, la dinámica de fluidos en relación a todas las líneas de producción que me sorprendieron por sus dimensiones, cantidad y presión de fluido que pasa a través de todas ellas, simplemente una experiencia muy grande y gratificante que me ayudará sin duda en mi desarrollo profesional. Con este documento espero facilitar la comprensión de lo que significa un proyecto de construcción ya que cada etapa tiene una complejidad diferente, ver la facilidad que tendrá para su aplicación en el futuro en el conocimiento de los procesos industriales y también un conocimiento general de nuevos proyectos que se desarrollen en el país. Además desarrollo ejemplos prácticos con los que trabajé día a día para que se den una idea de todo lo que implica la instrumentación y control industrial. Considero este trabajo como uno de los más importantes dentro de mi desarrollo profesional puesto que durante mi formación académica me enseñaron diferentes aplicaciones que podía darle a mis conocimientos y poder desarrollarlos actualmente de una manera profesional es realmente increíble y significativo para mí, el ver como se hace tangible todo mi aprendizaje y me hace estar satisfecho con toda mi formación académica, agradezco el apoyo brindado por cada uno de mis maestros, mis asesores y colegas de trabajo por ser pacientes y permitirme aprender de cada uno de sus conocimientos, enseñanzas y experiencias en el trabajo, gracias por sus consejos porque gracias a ello elabore mi trabajo de la mejor manera posible. Esperando que pueda ayudar este Proyecto a ingenieros que egresen del Instituto Tecnológico de Apizaco, para que tengan una idea clara de como se llevan a cabo los procesos, la metodología marcada por la empresa y los diferentes planes de control en la implementación de una refinería, espero que este documento sea de utilidad. MUCHAS GRACIAS.



CAPITULO VI COMPETENCIAS DESARROLLADAS Y ADQUIRIDAS

25. COMPETENCIAS DESARROLLADAS

Con la elaboración de este Proyecto pude desarrollar por completo la parte de desenvolverme y expresarme en el trabajo que es muy importante siento yo porque no sirve de nada tener el conocimiento o experiencia adquirida si no puedes compartirla y me refiero a que tu opinión tenga peso en las decisiones, estuve a cargo de la puesta en marcha de un compresor de gas húmedo y las personal al verme tan joven no me tomaban en serio es por ello que debí desarrollar esa seguridad y decisión que si bien a veces no era correcto tube la oportunidad de rectificar, equivocarme, corregir y aprender pienso que esa es la manera de crecer. Conocí como es la planeación, la verificación y la ejecución dentro de una planta industrial, comprendí como es el proceso de la codificación documental y los lineamientos para asegurar la eficaz operación y control de los procesos. Estar en un ambiente que exige una entrega total me empujó a mejorar, aprender y dar lo mejor de mí ya que trabajar con una empresa extranjera es muy distinto a lo que yo estaba acostumbrado, las personas Coreanas tienen un sentido agudo de trabajo y esfuerzo hacían que me exigiera más aun de lo cual estoy agradecido. Puedo decir que adquirí competencias en lo profesional y en lo personal además de los procesos, precomisionamiento y comisionamiento, como controlar una línea de producción con sus variables, aprendí a operar una estación, me llevo mucho más de lo que deje al llegar. Esta experiencia me aporta muchísimo conocimiento sobre lo que podría hacer y desarrollar en el futuro con esta Carrera, tanto dentro de mi país como fuera ya que me dio la oportunidad de salir de México, me da un panorama bastante amplio de todo lo que se puede hacer y puedo hacer con la Ingeniería en Mecatrónica y ésta es sólo una pequeña parte de ella realmente agradezco mucho la oportunidad y a las personas que estuvieron involucradas, confío en todas las habilidades que adquirí para mi futuro, me seguire preparando, no pienso conformarme, me gusta explorar y aprender, vivir nuevas aventuras porque para dedicarme me debe de gustar lo que hago, afortunadamente tome la decisión correcta y amo mi carrera por eso tengo esa pasión de seguir adelante, hoy puedo decir que fui parte de uno de los Proyectos más importantes de México, contribuí a su independencia energética y soberanía con la cual alcanzamos una producción total del 70% seguire dando lo mejor para hacer de mí y de mi nación un mejor lugar, GRACIAS.



26. REFERENCIAS:

- [1] Automatización Industrial: Qué es y cómo funciona. (Recuperado: 2019, noviembre 7). aula21 | Formación para la Industria. <https://www.cursosaula21.com/que-es-la-automatizacion-industrial/>
- [2] ONEXPO NACIONAL: Refinerías Mexicanas. <https://www.scribbr.com/citation/generator/folders/2mZTGyvcHCnHmoRFSMnLK2/lists/68vjYKDSWO585aJ8o7A4Dp/sources/2L79AgecJozoGNS3nsp8j0/>
- [3] CURSO DE INSTRUMENTACION “LAZO DE CONTROL.” (Recuperado: 13 de Febrero del 2024), <https://cursoinstrumentacionycontrol.blogspot.com/2016/10/lazo-de-control.html>
- [4] Aula, “DCS: Cómo funciona un Sistema de Control Distribuido,” Formación para la Industria, (Recuperado: 2023, agosto 5) aula21| [https://www.cursosaula21.com/que-es-un-sistema-de-control-distribuido/#:~:text=1.,colectivo"%20de%20una%20planta%20industrial.](https://www.cursosaula21.com/que-es-un-sistema-de-control-distribuido/#:~:text=1.,colectivo)
- [5] "Sistema de paro de emergencia (ESD)," Wikipedia. [Online]. (Recuperado: 5 de octubre de 2023) [https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_paro_de_emergencia_\(ESD\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_paro_de_emergencia_(ESD)).
- [6] PEMEX, Sistema de gas y fuego: Tableros de seguridad, NRF-205-PEMEX-2014, Ciudad de México, 2014.
- [7] Solé Creus, A. (2010). Instrumentación Industrial (8va ed.). Marcombo
- [8] J. P. Smith, "Efecto Coriolis." Wikipedia. [En línea]. (Recuperado: 5 de oct. de 2023). (S/f). Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_Coriolis
- [9] M. F. Bolton, Ingeniería de instrumentación y control, 3a ed. Madrid, España: McGraw-Hill, 2012.
- [10] M. S. Alliance, "Preparation of Process Flow Diagrams and Piping and Instrumentation Diagrams," M. S. Alliance, Richland, WA, USA, Rep. HNF-64103, Rev. 00, Oct. 2020.
- [11] Manual de metrología, 2.^a ed. Centro Nacional de Metrología (CENAM), Ciudad de México, México, 2023.
- [12] Verhappen, I., & A., P. (2008). Foundation Fieldbus (4th ed.). ISA.
- [13] FieldComm Group, "HART Protocol Specifications". FieldComm Group. (Recuperado 10 octubre de 2023). Disponible en: <https://www.fieldcommgroup.org/technologies/hart>
- [14] Modbus-IDA, Modbus Application Protocol Specification V1.1b3. (Recuperado 12 de febrero de 2024). Disponible en: <https://www.modbus.org/faq> Consultado el: 11-oct-2023.

[15] International Electrotechnical Commission, "IEC 61158-2:2014 - Industrial communication networks - Fieldbus specifications - Part 2: Physical layer specification for PROFIBUS," *IEC Webstore*. (Recuperado 15 de Marzo de 2024). Available: <https://webstore.iec.ch/publication/4513>.

[16] Solorzano, R. (2016, octubre 31). Procedimiento de Limpieza o 'Flushing' de un Sistema Hidráulico. Power & Motion. <https://www.powermotiontech.com/hp-en-espanol/article/21886638/procedimiento-de-limpieza-o-flushing-de-un-sistema-hidraulico>

[17] Solé Creus, A. (1987). Simulación y control de procesos por Ordenador. Marcombo

[18] Rogoll, G & Kitchener, R. (2012). Advanced Failure Protection by FieldBus devices couplers. Field Connex