

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2

Neiva, 17 de Marzo de 2015

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

CARLOS OCTAVIO MORALES CAMACHO _____, con C.C. No. 7724061 _____,
 _____, con C.C. No. _____,
 _____, con C.C. No. _____,
 _____, con C.C. No. _____,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado DISEÑO DE LOGICA LADDER Y CONFIGURACION DE UN HMI PARA FUNCIONAMIENTO DE UN SEPARADOR DE CRUDO TRIFASICO HORIZONTAL

presentado y aprobado en el año 2015 como requisito para optar al título de

INGENIERO ELECTRONICO _____; autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.



GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

CARTA DE AUTORIZACIÓN



CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 3

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Diseño de lógica ladder y configuración de un HMI para funcionamiento de un separador de crudo trifásico horizontal

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Morales Camacho	Carlos Octavio

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Robayo Betancourt	Faiber

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero Electrónico

FACULTAD: Facultad de Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería Electrónica

CIUDAD: Neiva **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2015 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 78

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS				  		
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas___ Fotografías X Grabaciones en discos X Ilustraciones en general X
 Grabados___ Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___
 Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas o Cuadros___

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: Ninguno

MATERIAL ANEXO: Planos P&ID lazos de control presión y nivel

Pantallas del aplicativo

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Controlador	Controller	6. Panelview	Panelview
2. SCADA	SCADA	7. Rockwell	Rockwell
3. Separador de crudo	Oil Separator	8. Válvula de control	Control Valve
4. Transmisor	Transmitter	9. Lazo de control	Control Loop
5. Lógica Ladder	Ladder Logic	10. Presión	Pressure

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Automatizar un separador de crudo trifásico horizontal para poder manejar mayor cantidad de fluido y aumentar la producción del campo. Se requirió un conocimiento detallado de los equipos, instrumentos y válvulas utilizadas entendiendo su forma de funcionamiento y la configuración óptima para el mejor funcionamiento del separador. Se eligió el sistema de control más indicado para poder diseñar la lógica ladder necesaria que controlará las variables de presión, nivel y flujo requeridas por el proceso.

Después de múltiples pruebas se obtuvo un resultado satisfactorio que demostró la eficiencia óptima del separador bajo las condiciones normales del fluido. El proyecto



GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO



CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

3 de 3

permitted to have an extensive and precise knowledge of the instruments used and of the SCADA Rockwell system which is one of the most used in the hydrocarbon industry.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Automate a horizontal three phase oil separator to handle more fluid and increase production from the field. Detailed knowledge of the equipment, instruments and valves used in this project and understanding how they work and the optimal settings for best performance of the separator was required. System most suitable to design the ladder logic required to control the variables of pressure, level and flow required by the process control is selected.

After multiple tests showed a satisfactory result that the optimum efficiency of the separator under the normal conditions of the fluid was obtained. The project allowed to have an extensive and accurate knowledge of the instruments used and the Rockwell SCADA system that is one of the most used in the hydrocarbon industry.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: FAIBER ROBAYO

Firma:

Nombre Jurado: AGUSTIN SOTO

Firma:

Nombre Jurado: GERMAN MARTINEZ

Firma:

DISEÑO DE LOGICA LADDER Y CONFIGURACION DE UN HMI PARA FUNCIONAMIENTO DE UN
SEPARADOR DE CRUDO TRIFASICO HORIZONTAL

CARLOS OCTAVIO MORALES CAMACHO
CÓD. 2002201873

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
NEIVA
2014

DISEÑO DE LOGICA LADDER Y CONFIGURACION DE UN HMI PARA FUNCIONAMIENTO DE UN
SEPARADOR DE CRUDO TRIFASICO HORIZONTAL

CARLOS OCTAVIO MORALES CAMACHO
CÓD. 2002201873

Proyecto de grado presentado para optar
al título de Ingeniero Electrónico

Director:
FAIBER ROBAYO
Ingeniero Electrónico

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
NEIVA
2014

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del primer jurado

Firma del segundo jurado

Neiva, 4 de agosto de 2014

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN.....	11
OBJETIVOS	12
1. SEPARADORES DE HIDROCARBUROS.....	13
1.1 DEFINICIÓN	13
1.2 CLASIFICACIÓN	13
1.2.1 Según su geometría	13
1.2.2 Según su ubicación	15
1.2.3 Según las fases a separar	15
1.3 PRINCIPIO DE OPERACIÓN	15
2. INSTRUMENTACION Y ELEMENTOS DE CONTROL	18
2.1 TRANSMISORES E INDICADORES.....	18
2.1.1 Medición de nivel.....	18
2.1.1.1 Indicador de nivel magnético.....	18
2.1.1.2 Switches o interruptores de nivel.....	20
2.1.1.3 Transmisor de nivel.....	21
2.1.1.4 Nivel de interfase	23
2.1.2 Medición de presión	24
2.1.2.1 Clases de presión	24
2.1.2.2 Funcionamiento del transmisor de presión.....	26
2.1.3 Medición de flujo de gas.....	26
2.1.3.1 Principio de medición de caudal.....	27
2.1.3.2 Computador de flujo.....	28
3. VALVULAS Y ACTUADORES	29
3.1 VALVULAS DE SEGURIDAD.....	29
3.1.1 Principio de operación	29
3.2 VALVULAS DE CORTE MANUALES	31
3.2.1 Válvula de bola.....	31
3.2.2 Válvula de aguja.....	31
3.3 VALVULAS CONTROLADORAS	32
3.4 VALVULAS SOLENOIDES	35
3.5 VÁLVULA SHUTDOWN.....	36
4. SISTEMA DE CONTROL.....	38
4.1 HARDWARE.....	38
4.1.1 Controlador.....	39
4.1.2 Módulos I/O.....	40

4.1.3 Chasis	42
4.1.4 HMI	43
4.2 SOFTWARE	44
4.2.1 Software de comunicación RSLinx Classic	44
4.2.2 Software de diseño de la lógica ladder	46
4.2.2.1 Configuración módulos y chasis.....	46
4.2.2.2 Creación de Tags.....	46
4.2.2.3 Configuración alarmas entradas análogas	48
4.2.2.4 Lógica Ladder	49
4.2.3 Software de diseño de la aplicación del HMI.....	55
4.2.3.1 Comunicaciones	55
4.2.3.2 HMI Tags	56
4.2.3.3 Displays	56
4.2.4 Software de diseño de la aplicación del sistema supervisorio	63
4.2.4.1 Comunicaciones	63
4.2.4.2 HMI Tags	63
4.2.4.3 Displays	63
5. CONCLUSIONES.....	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ejemplo separador vertical.....	13
Figura 2. Ejemplo separador horizontal	14
Figura 3. Ejemplo separador esférico	14
Figura 4. Funcionamiento general del separador trifásico horizontal.....	16
Figura 5. Estructura física del indicador de nivel magnético.....	19
Figura 6. Indicadores de nivel. Sección de separación (derecha) y bolsillo de crudo (izquierda).....	19
Figura 7. Interruptor de nivel acoplado magnéticamente al LG	20
Figura 8. Transmisor de presión diferencial con diafragma de contacto.....	21
Figura 9. Configuración niveles de alarma en PLC para el bolsillo de crudo	22
Figura 10. Span y ubicación del transmisor de nivel	22
Figura 11. Principio de funcionamiento de la sonda Agar y señal de salida	23
Figura 12. Configuración niveles de alarma en PLC para la interfase	23
Figura 13. Clases de presión	25
Figura 14. Configuración niveles de alarma en PLC para presión del separador	26
Figura 15. Elementos para medición de flujo de gas.....	27
Figura 16. Válvulas de seguridad.....	30
Figura 17. Estructura interna de la válvula de seguridad.....	30
Figura 18. Estructura de una válvula de bola	31
Figura 19. Estructura interna de una válvula de aguja	32
Figura 20. Válvula de control típica	33
Figura 21. Estructura interna de una válvula de control neumática lineal (izquierda) y rotativa (derecha).....	34
Figura 22. Válvulas de control en líneas de agua (izquierda), crudo (derecha) y gas (centro).....	34
Figura 23. Válvula solenoide típica (izquierda) y estructura interna (derecha).....	35
Figura 24. Válvula Shutdown o SDV	36
Figura 25. Organización armario de control	38
Figura 26. Controlador 1756-L55 ControlLogix5555.....	39
Figura 27. Módulo 1756-IB16I y LED's de estado.....	40
Figura 28. Módulo 1756-IF6I.....	41
Figura 29. Módulo 1756-OF6CI y led's de estado.....	42
Figura 30. Módulo 1756-OW16I y led's de estado	42
Figura 31. Chasis 1756-A10 y sistema de control completo.....	43
Figura 32. HMI PanelView Plus 1000.....	43
Figura 33. Ventana principal RSLinx Classic	44
Figura 34. Ventana de selección y configuración de los drivers	44
Figura 35. Ventana RSWho	45
Figura 36. Configuración de la CPU.....	47
Figura 37. Configuración módulos	47
Figura 38. Creación de tags.....	48
Figura 39. Ejemplo configuración niveles de alarma (nivel de interfase).....	48
Figura 40. Ejemplo configuración canal análogo (nivel interfase).....	49
Figura 41. Estructura tareas ladders	49
Figura 42. Ejemplo configuración instrucción PID.....	50

Figura 43. Ejemplo ladder lazo de control de nivel de interfase	51
Figura 44. Ejemplo activación señal de alarma alto nivel de agua	51
Figura 45. Ejemplo configuración nivel de alarma alta presión.....	52
Figura 46. Ladder de control de la válvula de shutdown SDV_001	53
Figura 47. Ladder para lectura de datos del computador de flujo.....	55
Figura 48. Shortcut de comunicación para la aplicación de diseño	56
Figura 49. Creación de HMI Tags	57
Figura 50. Diseño pantalla principal	58
Figura 51. Diseño pantalla Set Alarmas.....	59
Figura 52. Diseño pantalla Alarmas	59
Figura 53. Diseño pantalla General.....	60
Figura 54. Diseño pantalla Set PID	61
Figura 55. Diseño pantalla Tendencias.....	61
Figura 56. Diseño pantalla Ingeniería	62
Figura 57. Diseño pantalla SDV_001	62
Figura 58. Shortcut de comunicación con el PLC.....	63
Figura 59. Diseño pantallas Menú Principal y Menú Separadores y Tratadores.....	65
Figura 60. Diseño pantalla de Proceso	66
Figura 61. Diseño pantalla Alarmas	66
Figura 62. Diseño pantalla tendencias.....	67

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. Pantallas de la aplicación del HMI en ejecución	68
ANEXO B. Pantallas de la aplicación de supervisión en ejecución	71
ANEXO C. Planos P&ID de los lazos de control del separador	76

GLOSARIO

CONTROLNET: es un protocolo de red abierto para aplicaciones de automatización industrial, también es conocido como bus de campo. ControlNet define una única capa física basada en cable coaxial RG-6 con conectores BNC. Las características que distinguen a ControlNet de otros buses de campo incluyen el soporte incorporado para cables totalmente redundantes y el hecho de que toda comunicación en ControlNet es estrictamente planificada y altamente determinista.

HART: acrónimo de *Highway Addressable Remote Transducer* (transductor remoto direccionable de alta velocidad). Es un protocolo abierto de uso común en los sistemas de control, que se emplea para la configuración remota y supervisión de datos con instrumentos de campo.

HMI: acrónimo de *Human Machine Interface* (interfaz hombre-maquina). Es un dispositivo que le permite a un usuario interactuar con un proceso de forma gráfica.

LADDER: también denominado lenguaje de contactos o en escalera, es un lenguaje de programación gráfico muy popular dentro de los autómatas programables debido a que está basado en los esquemas eléctricos de control clásicos.

LCV: acrónimo de *Level Control Valve* (válvula de control de nivel). Es una válvula de control de apertura variable cuyo objetivo es controlar el nivel de una vasija o tanque.

LG: acrónimo de *Level Gauge* (medidor de nivel). Es un instrumento que permite visualizar el nivel de un tanque de forma únicamente visual y no posee ninguna señal de control.

LIT: acrónimo de *Level Indicator Transmitter* (transmisor indicador de nivel). Es un instrumento industrial que permite la medición de nivel y que puede manejar diferentes protocolos de comunicación para enlace con sistemas SCADA.

MODBUS: es un protocolo de comunicaciones situado en el nivel 7 del Modelo OSI, basado en la arquitectura maestro/esclavo o cliente/servidor.

PCV: acrónimo de *Pressure Control Valve* (válvula de control de nivel). Es una válvula de control de apertura variable cuyo objetivo es controlar la presión de una vasija o tanque.

PID: instrucción de control que calcula la desviación o error entre un valor medido y el valor que se quiere obtener, para aplicar una acción correctora que ajuste el proceso. El algoritmo de cálculo del control PID se da en tres parámetros distintos: el proporcional, el integral, y el derivativo.

PIT: acrónimo de *Pressure Indicator Transmitter* (transmisor indicador de presión). Es un instrumento industrial que permite la medición de presión y que puede manejar diferentes protocolos de comunicación para enlace con sistemas SCADA.

PLC: acrónimo de *Programmable Logic Controller* (controlador lógico programable). Es un tipo de computadora utilizada en la ingeniería automática o automatización industrial, para automatizar procesos industriales.

PSI: acrónimo de *Pouns Square Inch* (libras por pulgada cuadrada). Es la unidad de medida del sistema inglés para la presión equivalente a una libra fuerza por pulgada cuadrada.

PSV: acrónimo de *Pressure Safety Valve* (válvula de seguridad de presión). Es una válvula de seguridad que se utiliza en instalaciones industriales cuya apertura depende de un set establecido y previene el daño o perjuicio por una sobrepresión.

SCADA: acrónimo de *Supervisory Control And Data Acquisition* (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) . En teoría de control e instrumentación, es una suite o compendio es un software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales locales y a distancia.

SDV: acrónimo de *Shutdown Valve* (válvula de corte). Es una válvula de control tipo on-off que permite o no el paso de un fluido dependiendo del valor de algunas variables previamente establecidas.

TAG: Nombre lógico que se asigna a una variable para hacerla mas entendible al usuario al momento de realizar la programación y configuración del sistema SCADA.

INTRODUCCIÓN

Día tras día, hemos sido testigos del vertiginoso crecimiento y evolución tecnológica que ha llevado al ser humano a alcanzar tangiblemente las metas que hasta hace algunos años parecían imposibles. Hemos visto cómo la ingeniería electrónica ha liderado y ha sido principal participante en el desarrollo de dispositivos que van desde simples “gadgets” que nos ayudan a llevar una vida más cómoda, hasta complejos inventos e investigaciones en áreas de la salud, medio ambiente, robótica, seguridad, etc.

Nuestro constante crecimiento como sociedad de consumo, nos ha impulsado a modernizar los procesos que han venido satisfaciendo nuestras necesidades, haciéndolos más eficientes, seguros, rentables y productivos. Es allí donde la ingeniería electrónica en su especialidad de control y automatización de procesos industriales, juega un papel muy importante. Esta especialidad ha permitido ejecutar procesos ininterrumpidos en condiciones extremas que serían imposibles para un ser humano, logrando un producto final de alta calidad, rentable y confiable.

Las técnicas y dispositivos actuales de control avanzado de procesos han tomado gran fuerza en las industrias existentes, en las cuales, un sistema SCADA 100% funcional disminuye notablemente pérdidas de producción y los riesgos a los cuales la fuerza laboral se ve expuesta. Un ejemplo claro es la industria del petróleo, la cual debido a su naturaleza compleja requiere un sinnúmero de procesos desde su extracción hasta la obtención de los diferentes derivados del petróleo crudo. El objetivo de este proyecto, es ilustrar una parte de ese proceso, dando a conocer de una forma didáctica y lo más sencilla posible los fundamentos de la ingeniería de control desde su concepción hasta la entrega del proceso totalmente automatizado. Inicialmente se hará una explicación del proceso que se va a automatizar, se darán algunos conceptos básicos del tratamiento del crudo en esta etapa y cuál es la función del equipo que se va a intervenir, se explicarán las técnicas de control utilizadas, se proveerán los planos de control e instrumentación con la discriminación de los lazos de control alarmas y señales de shutdown, se dará una explicación sencilla del controlador seleccionado para realizar la automatización del equipo y el diseño de su lógica ladder, se dará una explicación breve de la instrumentación utilizada (principio de funcionamiento, señal de control y protocolo de comunicación) y finalmente se ilustrarán los displays o pantallas de supervisión tanto local como remoto que serán la interface de interacción directa con el operador del proceso.

OBJETIVOS

Generales

- Diseñar la lógica ladder necesaria para el funcionamiento óptimo de un separador de crudo trifásico horizontal.
- Diseñar la aplicación adecuada para la configuración de un HMI para la supervisión local y remota de los procesos del separador.

Específicos

- Aprender los procesos y principio de funcionamiento de un separador de crudo trifásico horizontal.
- Conocer y familiarizarse con la plataforma de programación y el set de instrucciones disponible para el diseño de la lógica.
- Estudiar el funcionamiento de la instrumentación existente para la integración óptima al sistema de control.
- Determinar el controlador, módulos de I/O, red de datos y el HMI adecuados para el funcionamiento adecuado de la aplicación.

1. SEPARADORES DE HIDROCARBUROS

1.1 DEFINICIÓN

En la industria de petróleo y gas natural, un separador es un contenedor o vasija de uso industrial que se utiliza en los procesos de producción, procesamiento y tratamiento de hidrocarburos para disgregar la mezcla en sus componentes básicos, gas y petróleo y adicionalmente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como agua y arena. Se construyen bajo parámetros de diseño específicos para soportar las condiciones del proceso y sus características físicas inherentes como lo son temperatura, presión, flujo, densidad y viscosidad. Otras veces, cuando se utiliza en plantas de tratamiento este equipo se emplea para separar el glicol (que se usa como deshidratante del gas natural), de las naftas que se condensan dentro de las torres de absorción; o, cuando entran en contacto con las aminas, que circulan en contracorriente con el gas natural para eliminar los componentes ácidos, como el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono.

1.2 CLASIFICACIÓN

Actualmente no existe una clasificación estándar para este tipo de elementos debido a sus diferentes aplicaciones y características, pero para el caso de este documento se mencionarán las clasificaciones más relevantes:

1.2.1 Según su geometría. De acuerdo a su forma geométrica se clasifican en:

1.2.1.1 Separadores verticales. Equipos muy utilizados en aquellos casos donde el fluido posee una alta relación gas-liquido, cantidades apreciables de arena, lodo y sólidos similares finamente divididos y donde su volumen puede variar amplia e instantáneamente, tales como pozos de levantamiento por gas intermitente.

Figura 1. Ejemplo separador vertical



Wikipedia, enciclopedia libre.

Son ideales para instalaciones con poco espacio horizontal pero con poca o ninguna limitación de altura, tales como las plataformas de producción *off-shore*.

1.2.1.2 Separadores horizontales. Estos equipos se utilizan en aquellos casos donde el fluido de pozo posee una alta relación gas-petróleo y flujo relativamente constante con separación del crudo espumeante donde la mayor área de contacto gas – líquido permitirá y/o causará un rompimiento más rápido de la espuma y una separación gas-liquido más eficiente.

Figura 2. Ejemplo separador horizontal



Wikipedia, enciclopedia libre.

1.2.1.3 Separadores Esféricos. Este diseño puede ser muy eficiente desde el punto de vista de contención de presión, pero debido a su capacidad limitada de oleadas o baches de fluido y dificultades con la fabricación lo hacen poco utilizable.

Figura 3. Ejemplo separador esférico



Wikipedia, enciclopedia libre.

1.2.2 Según su ubicación. De acuerdo al lugar donde se ubiquen dentro de la planta, se clasifican en:

1.2.2.1 Separadores de entrada. Estos equipos están ubicados a la entrada de la planta para recibir los fluidos en su condición original; obviamente en este caso se espera la recepción de impurezas en el fluido.

1.2.2.2 Separadores en Paralelo o Serie. Este arreglo se utiliza cuando se requiere realizar una separación en forma simultánea o consecutiva según sea el caso.

1.2.2.3 Depuradores de gas. Su principal función es remover los residuos líquidos de una mezcla que tiene predominio de partículas gaseosas, para ello en su diseño tienen elementos de impacto para remover las partículas líquidas.

1.2.2.4 Separadores Tipo Filtro. Este tipo de separador por lo general tiene dos compartimientos. Uno de ellos es un filtro coalescente, el cual se utiliza para la separación primaria del líquido que viene con el gas. Mientras el gas fluya a través del filtro, las partículas pequeñas del líquido se van agrupando para formar moléculas de mayor tamaño. Una vez las moléculas se han hecho más grandes, son con cierta facilidad empujadas por la presión del gas hacia el núcleo del filtro y por ende separadas del gas.

1.2.2.5 Tipo de Goteo en Línea. Estos equipos se instalan en tuberías que manejan fluidos con una alta relación gas-líquido. El objetivo es remover el líquido y no necesariamente todo el líquido contenido en la corriente gaseosa. Luego, los equipos de goteo en línea permiten la acumulación y separación del líquido libre.

1.2.3 Según las fases a separar. Según las fases de salida se clasifican en:

1.2.3.1 Separadores Bifásicos. Estos separadores tienen como principal objetivo separar fluidos bifásicos tales como gas y petróleo, o, agua y petróleo.

1.2.3.2 Separadores Trifásicos. El separador trifásico y objeto de esta tesis, se diseña para separar tres fases constituidas por el gas y las dos fases de los líquidos inmiscibles (agua y petróleo), es decir, separar los componentes de los fluidos que se producen en un pozo petrolero.

1.2.3.3 Separadores Tetrafásicos. En cuanto a estos separadores, podemos decir que su comportamiento es el mismo de los trifásicos adicionando una sección de espuma que suele formarse en algunos tipos de fluidos.

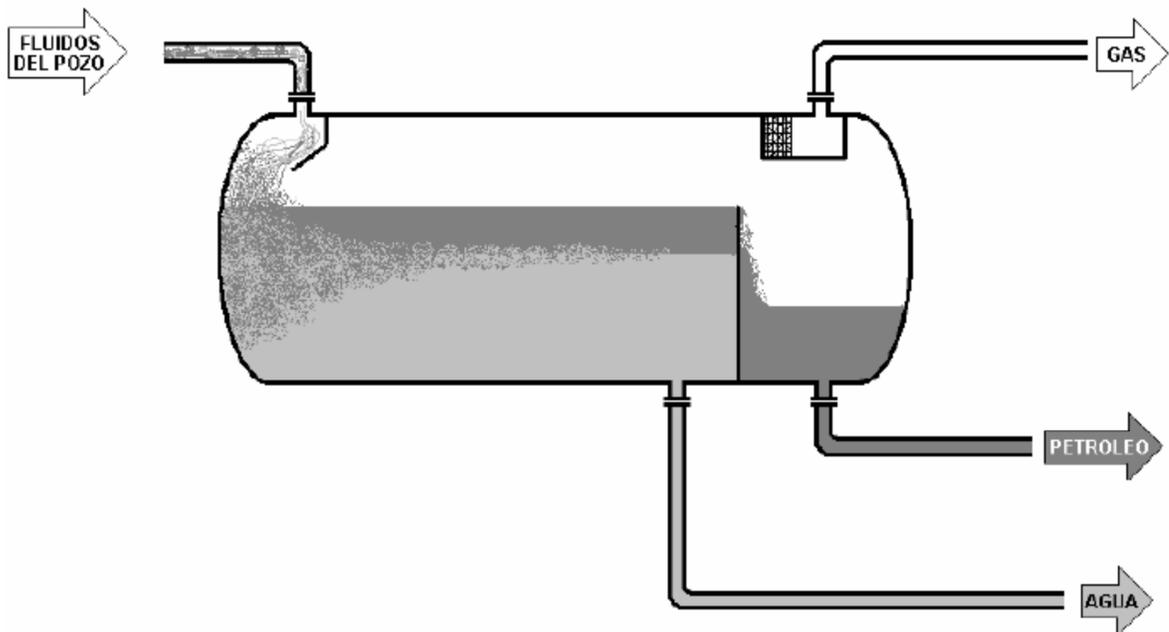
1.3 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

El separador trifásico de fluidos es una pieza versátil del equipo de tratamiento de crudo en superficie, el cual permite la separación, medida y muestreo de los fluidos que se extraen del subsuelo, con el objeto de realizar el primer proceso en el tratamiento del crudo extraído.

El separador cuenta con unos componentes mecánicos internos que ayudan en la separación de los fluidos que se ven afectados en primera instancia por la fuerza de la gravedad. Estos elementos internos, ayudan a disminuir en gran medida el tiempo de retención que se requiere para una separación efectiva de los fluidos.

En el separador, crudo, gas y agua se separarán naturalmente debido a los efectos de la gravedad y a la diferencia en densidad entre los componentes del flujo entrante. Las partículas más pesadas del flujo van al fondo, mientras que las más livianas permanecen en la superficie. El gas sube y el líquido tenderá a permanecer en el fondo del separador. La separación es básicamente un proceso natural, que se genera por la retención de los fluidos el tiempo suficiente y a una muy baja velocidad mientras el proceso de separación ocurre.

Figura 4. Funcionamiento general del separador trifásico horizontal



Instrumentación en separadores de ensayo. GERMANIER, Maria Laura y VILABOIA, Emilce.

Cerca del 95% de la separación gas - líquido ocurre dentro del separador instantáneamente. La densidad relativa entre el gas y el líquido están típicamente en una relación de 1 a 20, por lo que la separación es rápida; usualmente toma únicamente unos pocos segundos. Sin embargo, algunos líquidos permanecen en el gas, en una forma de mezcla fina. Este líquido deberá ser separado del gas con la ayuda de elementos mecánicos para que la separación sea completa. La densidad relativa de crudo a agua es típicamente una relación de 75 a 1, por lo que la separación es un poco larga, de uno o dos minutos.

El separador tiene una entrada principal de fluidos y tres líneas de salida para agua, gas y crudo (ver Figura 4). Un medidor de flujo por platina de orificio registra el volumen de gas que se genera en el proceso.

Se instalan adicionalmente elementos de control, que permiten regular las condiciones de operación de acuerdo a los volúmenes producidos, presiones y temperaturas, tales como controladores de presión, de nivel y de elementos de seguridad que buscan proteger la integridad de las personas y equipos.

2. INSTRUMENTACION Y ELEMENTOS DE CONTROL

Una vez entendido el principio de operación del separador y teniendo en mente una idea global del proceso, a continuación se realiza un análisis de la instrumentación y elementos de control utilizados para la automatización del sistema, tratando de explicar brevemente su funcionamiento, señal de control y configuración básica.

2.1 TRANSMISORES E INDICADORES

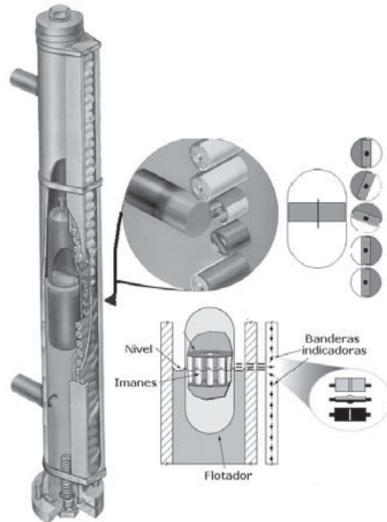
Existen varios tipos de señales de transmisión: neumáticas, electrónicas, digitales, hidráulicas y telemétricas. Las más empleadas en la industria son las tres primeras, y para este caso en particular solo se utilizan señales eléctricas proveídas por transmisores electrónicos tipo *Smart* para todas las variables controladas (presión, nivel, interfase y flujo). Los transmisores funcionan bajo protocolo HART 4-20 mA y su configuración (rango, span, diagnóstico, cero, etc.) depende de la variable a ser medida, sin embargo, todas las señales son concentradas en los módulos de entradas análogas del controlador (PLC) para su procesamiento y control.

A continuación se explica de forma breve cada una de las variables medidas y los elementos utilizados para su medición:

2.1.1 Medición de nivel. Para la medición de nivel se utilizan cuatro sistemas en las diferentes secciones del separador. En la sección de separación donde ingresa el líquido polifásico proveniente del manifold de producción se utiliza un indicador local tipo magnético (LG) con switches de nivel acoplados para el control de la válvula de shutdown (SDV) y los niveles de alarma alto-alto, alto, bajo y bajo-bajo nivel en separador. La variable de proceso para controlar la válvula de control de salida de agua se toma mediante la medición del nivel de la interface agua-crudo proveniente de una sonda AGAR y en la sección del bolsillo de crudo, se utiliza un transmisor de presión diferencial que controla la válvula de salida de crudo y adicionalmente se ha instalado un LG para indicación local. A continuación se explican en detalle cada uno de ellos:

2.1.1.1 Indicador de nivel magnético. El indicador de nivel magnético (LG por sus siglas en inglés Level Gauge) se basa en el seguimiento magnético de un flotador, que desliza por un tubo guía sellado acoplado externamente al tanque y que contiene un potente electroimán. En la parte externa hay un tubo de vidrio no poroso herméticamente sellado, dotado de un indicador fluorescente o de pequeñas cintas magnéticas que siguen el campo magnético del flotador. A medida que el nivel sube o baja las cintas giran y, como tienen colores distintos en su anverso y reverso, visualizan directamente el nivel del tanque (ver figura 5).

Figura 5. Estructura física del indicador de nivel magnético



Instrumentación en instalaciones petroleras. OTERO RAMOS, Jesús Enrique.

Este tipo de indicador se utiliza como primera medida para observar el nivel del tanque de manera rápida y comprensible a cierta distancia por parte del operador y se instala en las dos secciones del separador (etapa de separación y bolsillo de crudo, ver figura 6). Ya que es un instrumento netamente indicador y por lo tanto no genera una señal de control se acoplan otros instrumentos para poder realizar acciones de control en caso de nivel alto o bajo, en este caso utilizamos interruptores o switches de nivel.

Figura 6. Indicadores de nivel. Sección de separación (derecha) y bolsillo de crudo (izquierda)



Locación Facilidades de producción. Campo Guando, Melgar.

2.1.1.2 Switches o interruptores de nivel. Los interruptores de nivel son instrumentos que proporcionan un cambio en la señal eléctrica ON-OFF (todo-nada) en el momento que el líquido alcance la ubicación donde está instalado el switch. Está conformado por un interruptor eléctrico que tendrá contactos normalmente abiertos y contactos normalmente cerrados que cambiarán de estado en el momento que el nivel sea alcanzado¹. En el proyecto se utilizaron interruptores que se acoplan magnéticamente y por lo tanto no requieren contacto directo con el proceso evitando así fugas o contaminaciones al no utilizar válvulas, sellos o diafragmas (ver figura 7). El instrumento consta de dos interruptores de acción a presión operados por un mecanismo de accionamiento de precisión. El mecanismo de actuación consiste en dos cámaras dispuestas sobre un conjunto de eje. Un imán de barra está situado a través del conjunto de eje de tal manera que hace que el eje gire cuando un campo magnético de orientación apropiada pasa cerca del interruptor, en este caso el imán del indicador de nivel ya sea en la dirección hacia arriba o hacia abajo hará que el interruptor cambie sus estados. Después de que el flotador ha pasado, el interruptor permanecerá en su respectivo estado hasta que el flotador pasa por el interruptor en la dirección opuesta.

Este instrumento se complementa con el indicador de nivel LG y se utiliza su principio magnético para la activación de los interruptores que proveerán las señales de control y alarma alto-alto, alto, bajo y bajo-bajo en la sección de separación y alto-alto y bajo-bajo en la sección del bolsillo de crudo (ver figura 6). Estas señales dependiendo de su criticidad tendrán afectación directa en los elementos finales de control (válvulas SDV y LCV) o indicarán una señal de advertencia en el HMI una vez el nivel alcance un punto crítico.

Figura 7. Interruptor de nivel acoplado magnéticamente al LG



Locación Facilidades de producción. Campo Guando, Melgar.

¹ OTERO RAMOS, Jesús Enrique. Instrumentación Industrial en Instalaciones Petroleras. 2008.

2.1.1.3 Transmisor de nivel. Los transmisores son instrumentos que captan la variable de proceso y la transmiten a distancia a un instrumento receptor indicador, registrador, controlador o una combinación de estos². En este caso se utilizará un transmisor con diafragma de contacto que utiliza el principio de presión hidrostática para obtener la medida de nivel (ver Figura 8). En la medida que cambia el nivel cambia el volumen del líquido y con ello la presión hidrostática sobre el área de referencia donde está instalado el transmisor. Este sistema de medición de nivel de líquidos aprovecha los cambios de volumen que originan los cambios del nivel, los cambios de volumen originan cambios de masa, los cambios de masa originan los cambios del peso que ejerce el líquido sobre el área de referencia donde está posicionado el transmisor.

Figura 8. Transmisor de presión diferencial con diafragma de contacto



Instrumentación industrial. CREUS, Antonio.

Según lo anterior,

donde,

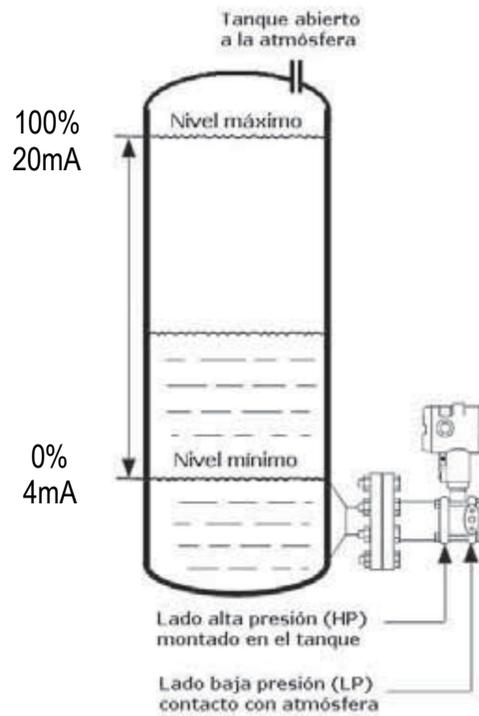
d= Densidad del fluido
g= Gravedad

Como se observa en la ecuación matemática, la presión que leerá el transmisor es directamente proporcional a la altura o nivel del líquido ya que la densidad del mismo y la gravedad permanecen constantes.

El transmisor se calibra con un spam de 0% a 100%, siendo 0% la lectura correspondiente a 4mA (nivel mínimo) y 100% la lectura correspondiente a 20mA (nivel máximo) (ver Figura 9). Adicionalmente, se ajustan niveles de alarma de 10% (Low-Low), 25% (Low), 65% (High) y 80% (High High) las cuales se configuran en la entrada análoga del PLC como se observa en la figura 10.

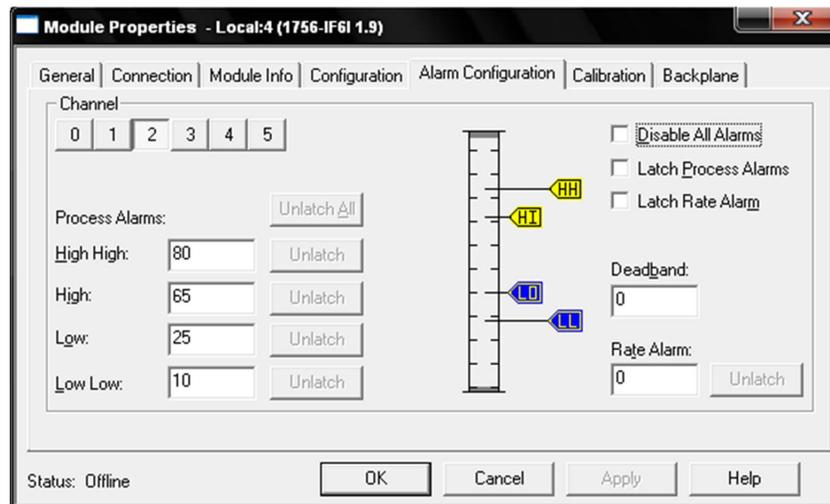
² CREUS SOLÉ, Antonio. Instrumentación Industrial, 6ª Edición. 1997. Marcombo S.A.

Figura 9. Span y ubicación del transmisor de nivel



Instrumentación industrial. CREUS, Antonio.

Figura 10. Configuración niveles de alarma en PLC para el bolsillo de crudo

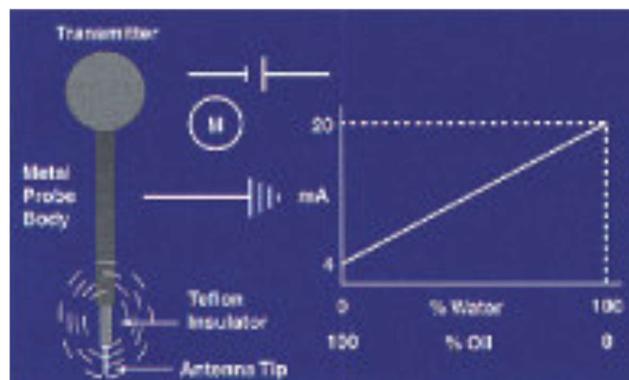


2.1.1.4 Nivel de interfase. La medición de interfase en un separador trifásico es de vital importancia ya que de esta dependerá la calidad de las fases separadas y la normal operación de los sistemas que intervienen en el tratamiento de las mismas una vez salen del separador. Por el lado de la fase de agua, una interfase mal medida traerá como consecuencia trazas de crudo que suturarán los filtros de la planta de tratamiento de agua, afectando el flujo de agua que se reinyecta a los yacimientos lo que impactará directamente la producción. Por otro lado, en la fase crudo, la mala medición de interfase producirá una sobrecarga en los tratadores electrostáticos ya que al haber mayor cantidad de agua en el crudo mayor debe ser el tiempo de residencia en el mismo para poder deshidratarlo, lo cual ralentizará el proceso afectando la producción diaria.

Ya que es una variable crítica y su control debe ser muy preciso se utiliza para su medición un instrumento denominado sonda Agar el cual consta de un transmisor, una varilla metálica, un aislante de teflón y una antena. El principio de operación del sistema de control de Agar es la absorción de energía de microondas. El agua absorbe mucho más energía que el crudo. El sistema de control de Agar utiliza este hecho para medir la relación agua/crudo entre 0 y 100%. En otras palabras, el sistema Agar controla la concentración de agua en el crudo en un área del recipiente.

El transmisor envía una señal electromagnética de 1 vatio a través de la varilla metálica hacia la antena, la cual la irradia hacia la tierra más próxima (es decir, la varilla metálica). La cantidad de energía electromagnética absorbida es directamente proporcional a la concentración de agua en el fluido que rodea a la antena. Cuando la antena está rodeada por petróleo crudo, la absorción es mínima y la salida del transmisor es de 4 mA. Por el contrario, cuando la antena está rodeada de agua, la absorción alcanza el máximo y la salida del transmisor es de 20 mA. El transmisor envía esta señal al acondicionador de señales, el cual convierte la señal del transmisor en una señal de 4-20 mA. La señal de 4 mA representa crudo seco, y la de 20 mA representa agua. Para mezclas de agua y crudo se asume una relación lineal entre la señal de salida y el contenido de agua (ver figura 11)³. Se configura el transmisor para un spam de 0% – 100% de acuerdo a lo explicado anteriormente y se establecen niveles de alarma en 10% (Low-Low), 25% (Low), 85% (High) y 90% (High High) las cuales se configuran en la entrada análoga del PLC como se observa en la figura 12.

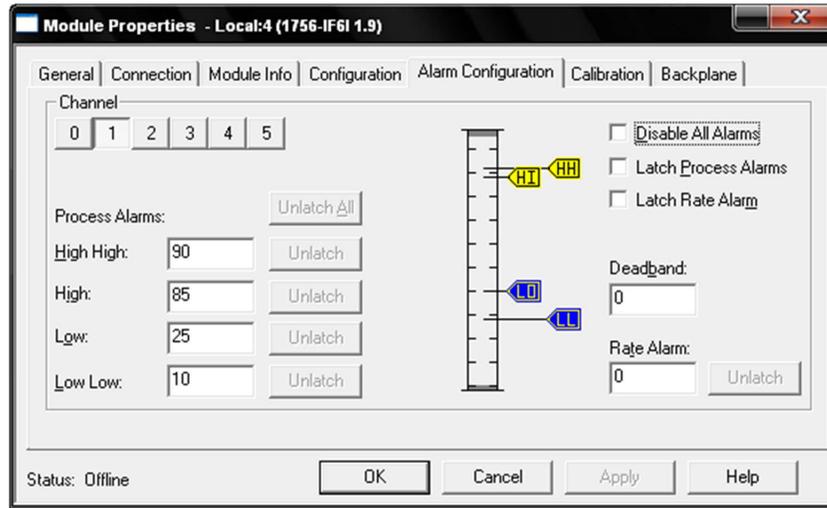
Figura 11. Principio de funcionamiento de la sonda Agar y señal de salida



Control de interfase Agar. Saudi Aramco Journal.

³ KENNY, Michael J. Manual de Instrucciones para detector de interfase ID-201. 2001. Agar Corporation

Figura 12. Configuración niveles de alarma en PLC para la interfase



2.1.2 Medición de presión. Físicamente, la presión se define como la fuerza por unidad de superficie que ejerce un líquido o un gas perpendicularmente a dicha superficie. Puede expresarse en diferentes unidades las cuales se utilizarán dependiendo de la magnitud de la variable como por ejemplo PSI (Pounds-force per Square Inch) para valores altos y las pulgadas de agua (“H2O) para valores bajos de presión. Existen muchas unidades de medida para esta variable y así mismo los fabricantes han programado sus equipos para adaptarse a estas condiciones, de manera que al momento de su configuración se puede escoger de una lista la de su preferencia y la que más se adapte a sus necesidades. Para efectos de este trabajo se utilizará el sistema inglés tomando como unidad el PSI.

La ecuación que define la presión, así como las unidades más representativas se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} \text{PSI} &= \text{Libra/Pulgada Cuadrada} \\ \text{BAR} &= \text{Kg/cm}^2 \\ \text{PASCAL} &= \text{Newton/m}^2 \end{aligned}$$

2.1.2.1 Clases de presión. Existen diferentes tipos de presión que pueden medirse de acuerdo a una aplicación específica, como por ejemplo, la presión absoluta, la presión relativa, la presión diferencial, la presión de vacío, la presión atmosférica y otras.

La presión absoluta es aquella que se mide teniendo como referencia el cero absoluto de la presión. El cero absoluto es el mínimo valor de presión y se busca alcanzarlo en pruebas de laboratorio, es el

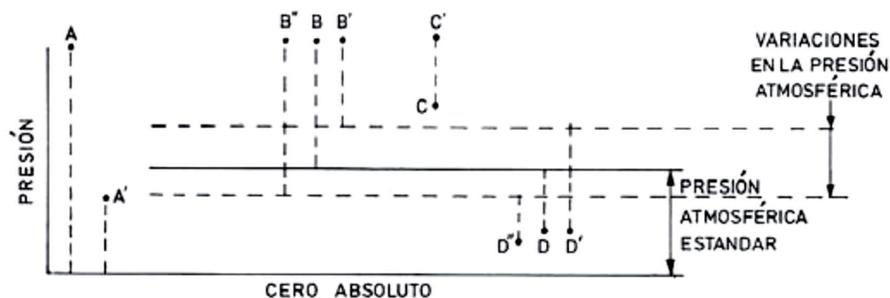
equivalente al vacío total (puntos A y A' de la figura 13). La presión relativa, presión Gauge o presión manométrica es la medida de presión que inicia su escala de 0 PSIG tomando como referencia a la presión atmosférica de 14,7 PSIA, es decir, es aquella presión que resulta de restarle a la presión absoluta la presión atmosférica. Es relativa porque la presión atmosférica cambia magnitud en relación a la altitud y por ello tendrá diferentes valores dependiendo si se está al nivel del mar o si esta sobre el nivel del mar (puntos B, B' y B'' de la figura 13). En condiciones normales de trabajo y mientras no se diga lo contrario las medidas de presión en las instalaciones petroleras se darán en presiones relativas.

La presión atmosférica es la presión ejercida por la capa de aire que rodea la tierra bajo la acción de la gravedad. Esta presión atmosférica no es constante y varía según la altitud y las condiciones atmosféricas del momento. A nivel del mar esta presión atmosférica es equivalente a los 14,7 PSIA. (PSI Absoluto).

La presión diferencial es la diferencia entre dos presiones medidas entre dos puntos de la escala de presiones, los dos valores de presión que sirven para calcular la presión diferencial se pueden encontrar en cualquier punto de la escala (puntos C y C' de la figura 13). Este tipo de medición es comúnmente utilizada como principio de medida para otro tipo de variables como se explicaba anteriormente en la medición de nivel por presión diferencial y también se utiliza para realizar cálculos de flujo de gas en medidores por platina de orificio.

Finalmente, la presión de vacío, es la medida de presión que tiene valores menores que la presión atmosférica, la menor presión de vacío es el cero absoluto (puntos D, D' y D'' de la figura 13). El rango de la presión de vacío es pequeña comprendida desde 0 PSIA hasta la presión atmosférica, por ello resulta adecuado utilizar unidades diferentes a los PSI para medir las presiones de vacío, pulgadas de agua por ejemplo. En la siguiente gráfica se muestran en escala la presión absoluta, el valor de la presión atmosférica y el rango de las presiones de vacío.

Figura 13. Clases de presión

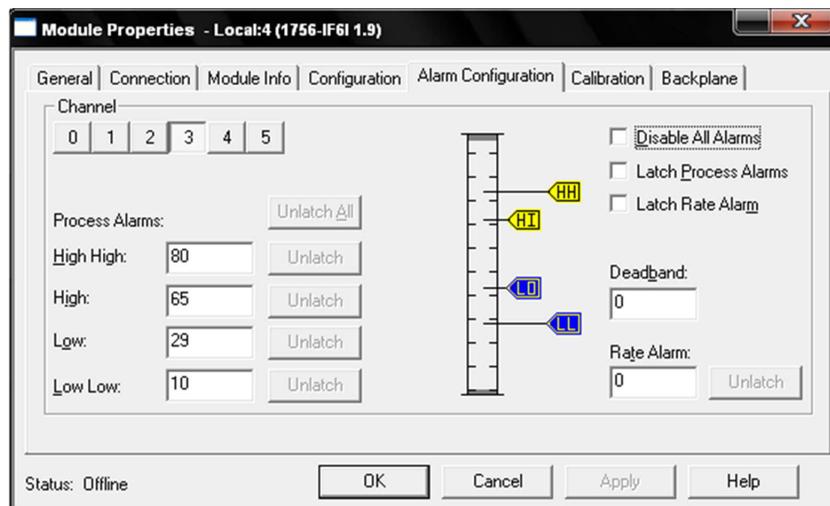


Instrumentación industrial. CREUS, Antonio.

2.1.2.2 Funcionamiento del transmisor de presión. Como ya se ha explicado anteriormente, los transmisores de presión electrónicos con señal de salida comprendida entre 4 a 20 mA, funcionan al igual que todos los transmisores electrónicos de otras variables operacionales bajo el principio de tener un transductor eléctrico (que puede ser resistivo, piezoresistivos, capacitivo, piezoeléctricos, etc) que interactúa directamente con la presión enviando cambios de la señal eléctrica que contiene en proporción (y no es lineal) a la presión del fluido o el gas. La señal eléctrica de salida del transductor se conectará al circuito electrónico quien aprovechará los cambios de la señal eléctrica del transductor para generar los cambios de la corriente de salida del transmisor y donde parte de la función del circuito electrónico es conseguir que la salida de 4 a 20 mA sea lineal en relación a los cambios de la magnitud de la presión del fluido o gas en el campo.

En este caso, se utiliza un transmisor de presión Rosemount 2088 con protocolo HART 4-20 mA configurado para medir presión relativa en PSI con spam de 0 PSI – 100 PSI y niveles de alarma en 10 PSI (Low-Low), 29 PSI (Low), 65 PSI (High) y 80 PSI (High High) como se observa en la figura 14.

Figura 14. Configuración niveles de alarma en PLC para presión del separador



2.1.3 Medición de flujo de gas. El flujo o caudal es la variable que relaciona el volumen en relación al tiempo. Las unidades utilizadas varían de acuerdo al fluido medido (líquidos o gases) y el volumen que se quiera expresar, por lo tanto, según el sistema internacional de medidas, para líquidos las medidas más utilizadas son:

$$\text{Caudal} = \text{Volumen} / \text{Tiempo}$$

- C₁ = Litros / minuto (lt / min)
- C₁ = Litros / segundo (lt / seg)
- C₁ = Galones / minuto (gal / min)
- C₁ = Barriles / hora (brr / h)

Y para gases:

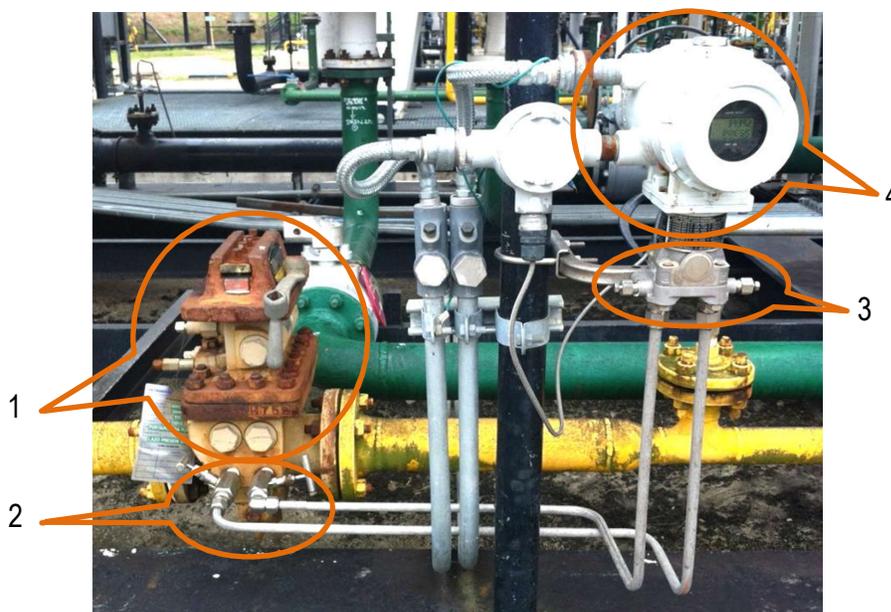
$C_1 = \text{Pies cúbicos / hora (ft}^3 / \text{h)}$
 $C_1 = \text{Miles de pies cúbicos / día (MCFD)}$
 $C_1 = \text{Millones de pies cúbicos día (MMCFD)}$

2.1.3.1 Principio de medición de caudal. Para medir el caudal existen varios métodos según si es un caudal volumétrico o un caudal másico. Para medir estos caudales se desarrollaron varios transductores que permitirán tener contacto directo con el caudal para proporcionar una señal útil representativa del caudal y que puede ser medida. Entre los métodos más utilizados y aplicado en este caso, es la medición de flujo por principio de la presión diferencial generada al utilizar una platina de orificio para calcular el caudal o flujo volumétrico de gas producido por el separador utilizando un computador de flujo.

El uso de la presión diferencial tiene como principio el de instalar un cuerpo (en este caso una platina de orificio) en la tubería por donde pasa el caudal. Esta platina propicia una caída de presión del fluido, que resulta proporcional al caudal, es decir, si no hay caudal la presión que existe antes y después del cuerpo es la misma y por ello $\Delta P = P_1 - P_2 = 0$, sin embargo al incrementarse el caudal por la tubería se incrementa el diferencial de presión. La platina consiste de una placa perforada con un orificio de tamaño variable, instalada en la tubería en forma bridada o a través de cajas de orificio o portaplatinas. Para la medición de la presión diferencial presenta dos tomas conectadas antes de la placa y posterior a la placa, lo que permite tomar las presiones antes y después (PA) y (PB).

En la siguiente figura se observa el conjunto de elementos utilizados para la medición de flujo de gas, donde se puede apreciar el portaplatina y platina interna (1), las tomas de presión antes y después de la platina (2) que van conectadas al sensor de presión diferencial (3) y el computador de flujo (4).

Figura 15. Elementos para medición de flujo de gas



Locación Facilidades de producción. Campo Guando, Melgar.

2.1.3.2 Computador de flujo. La función de este equipo es medir el flujo de gas a través de una platina de orificio de acuerdo con la norma API 1992 (American Petroleum Institute) y AGA (American Gas Association). Las entradas primarias usadas para medición de flujo según la norma AGA3 son presión diferencial, presión estática y temperatura. Las entradas de presión diferencial y presión estática las cuales se muestrean una vez por segundo, provienen del sensor de variable dual (Dual Variable Sensor) ubicado en la base del instrumento y la entrada de temperatura la cual es muestreada y linearizada una vez por segundo, proviene de una RTD.

Cada segundo, el computador de flujo almacena la medida de entrada para la presión diferencial, la presión estática y temperatura y calcula el valor integral (IV – Integral Value) que es la raíz cuadrada del valor absoluto de la presión estática aguas arriba multiplicado por la presión diferencial. El valor instantáneo del valor integral (IV) se utiliza con el cálculo previo del valor multiplicativo integral (IMV – Integral Multiplier Value) para realizar el cómputo de la rata de flujo instantáneo. El IMV se define como el valor resultante del cálculo de todos los otros factores de la ecuación para el cálculo de la rata de flujo que no están incluidos en el IV⁴.

El computador de flujo realiza cómputos constantes y los almacena en una tabla de históricos los cuales pueden descargarse y configurarse a gusto del usuario. En este caso los valores que se escogieron por solicitud de la empresa fueron flujo instantáneo, flujo acumulado en el día, flujo acumulado el día anterior, presión estática, presión diferencial y temperatura. Para la parte de comunicación con el controlador existe una limitante y es que debido a que el equipo puede arrojar gran cantidad de datos de diferentes variables no posee una salida 4-20 mA que se pueda utilizar para llevar los datos hasta una entrada análoga del PLC. Su comunicación requiere otro tipo de procesamiento y cuenta con varios protocolos de comunicación (EIA 485, LOI, serial, radio y modem) y para este caso se utiliza la salida de EIA-485 (RS-485) para comunicación MODBUS entre el computador de flujo y el PLC utilizando una tarjeta especial (PROSOFT) para este tipo de comunicación con el objetivo de poder visualizar los datos antes mencionados en el HMI local y en el sistema supervisorio en el cuarto de control.

⁴ Floboss 103 and 104 Flow Manager Instruction Manager. Emerson Process Management. Agosto 2011

3. VALVULAS Y ACTUADORES

Debido a su gran variedad, diseños, aplicaciones y tipo de funcionamiento, las válvulas son altamente utilizadas en cualquier tipo de industria como elementos de corte (on-off), como elementos finales de control (controladoras de flujo, nivel, presión, etc.) o sistemas de seguridad (válvulas de alivio, de presión y vacío, etc). Su tamaño varía de acuerdo a su aplicación y tipo de variable a controlar y pueden ser tan sencillas como una válvula manual que utilizamos en nuestros hogares para cerrar el flujo de agua o tan complejas como las válvulas de control con posicionadores inteligentes y de gran tamaño. A continuación se describen las válvulas utilizadas en el proyecto en cada una de sus secciones y su finalidad:

3.1 VALVULAS DE SEGURIDAD

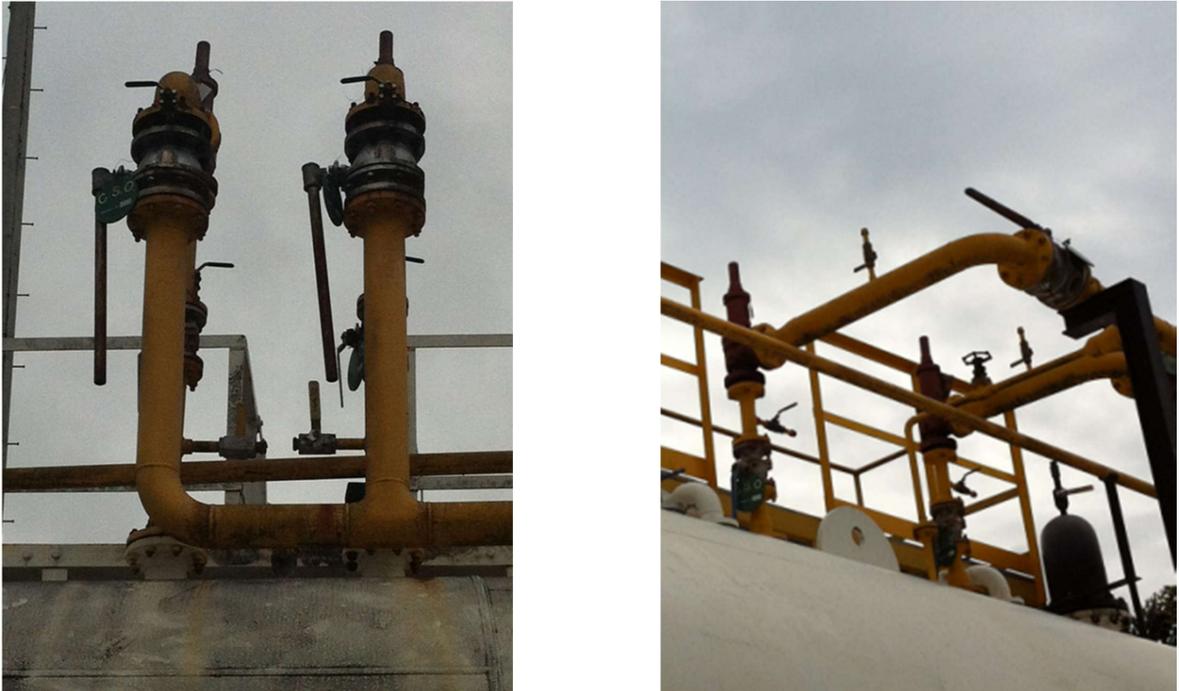
Las Válvulas de Seguridad (PSV – Pressure Safety Valve) son equipos mecánicos que tienen como función la de liberar a la atmósfera los excesos de presión contenidos en el equipo donde esta conectado cada vez que la presión del recipiente supera la presión de calibración de la válvula de seguridad, y así evita los daños mayores que se producirían por sobrepresiones dentro de los equipos. Se estima la calibración de la válvula de seguridad entre un 10% al 15% por encima del valor nominal de la presión de trabajo del equipo que protege, es decir, se tienen equipos como separadores, calderas, torres de destilación y tanques cerrados, que trabajan a una presión nominal determinada y donde la válvula de seguridad se comportará como un equipo pasivo siempre que la presión dentro de los equipos no superen el valor de calibración de la válvula de seguridad, sin embargo, en el momento que la presión dentro del equipo que protege alcance el valor de calibración de la válvula de seguridad esta se abrirá, liberando a la atmósfera los gases contenidos dentro del recipiente. La válvula de seguridad volverá a su condición de cierre en el momento que el valor de la presión dentro del equipo que protege retorne al valor de la presión nominal de trabajo.

En este caso, se han instalado dos válvulas de seguridad ajustadas a una presión de disparo de 95 y 100 PSI para protección del separador en caso de sobrepresión y se han ubicado en la parte superior de la vasija en la zona de separación (ver figura 16). Como en este caso el fluido que se maneja es gas y por normativa no se puede descargar a la atmósfera, el disparo de las PSV es conducido mediante tubería a un scrubber de alta presión que maneja el gas que se dirige a la tea para su combustión.

3.1.1 Principio de operación. El funcionamiento básico de una válvula de seguridad es la de un equipo mecánico que utiliza la compresión que ejerce un resorte sobre el tapón de la válvula para mantenerla cerrada. Contraria a la fuerza del resorte esta la fuerza que ejerce la presión dentro del recipiente sobre el área del tapón de la válvula de seguridad. En condiciones normales de trabajo la fuerza que ejerce el resorte sobre el tapón será mayor que la fuerza que ejerce la presión dentro del equipo sobre el área del mismo tapón, sin embargo, en el momento que la presión dentro del recipiente supere la presión de calibración de la válvula de seguridad, esta presión ejercerá una fuerza sobre el tapón superior a la fuerza que ejerce la compresión del resorte y con ello empujara el tapón hacia arriba, permitiendo liberar los gases del recipiente hacia la atmósfera. Con la liberación de los gases dentro del equipo a la atmósfera este se despresurizara eliminando el riesgo de destrucción por sobrepresión. En la figura 17 se muestra el despiece de una válvula de seguridad

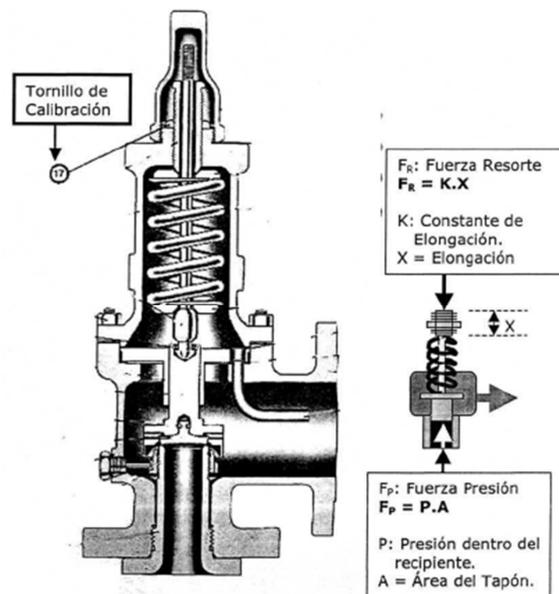
conjuntamente con el diagrama de equilibrio de fuerzas que permiten demostrar la dinámica del movimiento de la válvula.

Figura 16. Válvulas de seguridad



Locación Facilidades de producción. Campo Guando, Melgar.

Figura 17. Estructura interna de la válvula de seguridad



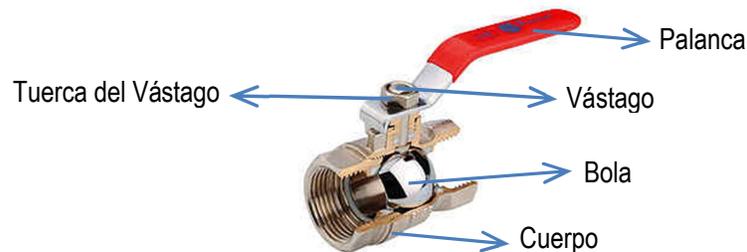
La calibración de la válvula de seguridad se hace al variar la posición del tornillo de calibración que comprime al resorte y con ello modifica la elongación del resorte (X) y así la fuerza del resorte ($F_R=K.X$) que ejerce sobre el tapón y sí define la fuerza que deberá superar la presión ($F_P=P.A$) para poder empujar el tapón hacia arriba y así permitir liberar los gases dentro del recipiente a la atmósfera. Bajo este mecanismo la válvula de seguridad se abrirá cada vez que la fuerza de la presión dentro del equipo supere la fuerza de calibración del resorte y la válvula de seguridad se cerrará cada vez que la fuerza del resorte supere la fuerza de la presión dentro del recipiente que se protege.

3.2 VALVULAS DE CORTE MANUALES

En esta clasificación existen muchos tipos de válvulas y su utilización depende del fluido que se va a restringir así como el diámetro de la tubería. En todo el equipo se utilizan diferentes tipos de estas válvulas y su principal objetivo es restringir parcial o totalmente el fluido para realizar algún tipo de procedimiento por parte del operador o para realizar mantenimiento a alguno de los instrumentos.

3.2.1 Válvula de bola. Una válvula de bola, conocida también como de "esfera", es un mecanismo de llave de paso que sirve para regular el flujo de un fluido canalizado y se caracteriza porque el mecanismo regulador situado en el interior tiene forma de esfera perforada (ver figura 18). Se abre mediante el giro del eje unido a la esfera o bola perforada, de tal forma que permite el paso del fluido cuando está alineada la perforación con la entrada y la salida de la válvula. Cuando la válvula está cerrada, el agujero estará perpendicular a la entrada y a la salida. La posición de la manilla de actuación indica el estado de la válvula (abierta o cerrada).

Figura 18. Estructura de una válvula de bola



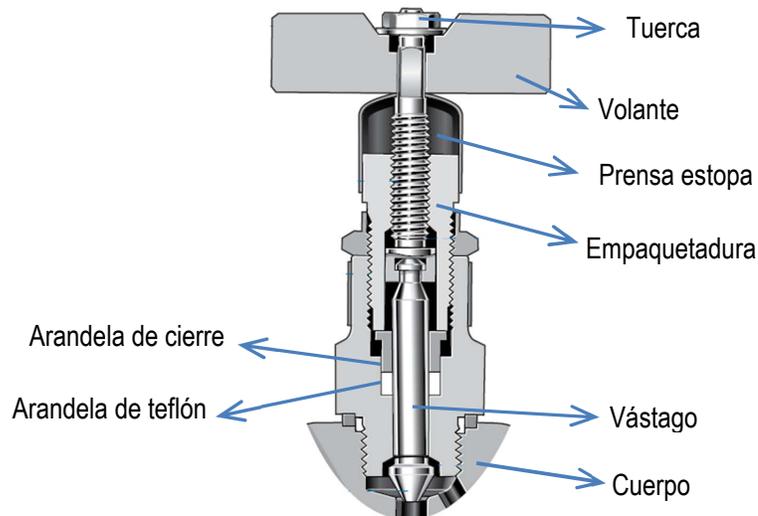
Wikipedia. Enciclopedia libre.

Este tipo de válvulas no ofrecen una regulación precisa al ser de $\frac{1}{4}$ de vuelta. Su ventaja es que la bola perforada permite la circulación directa en la posición abierta con una pérdida de carga bastante más reducida que las de asiento, y corta el paso cuando se gira la maneta 90° y cierra el conducto. Se utilizan para cortar el paso de aire de instrumentación, como válvula de corte en las tomas de los manómetros, como drenaje de los indicadores de nivel (LG), etc.

3.2.2 Válvula de aguja. La válvula de aguja es llamada así por el vástago cónico que hace de obturador sobre un orificio de pequeño diámetro en relación el diámetro nominal de la válvula (ver figura 19). El desplazamiento del vástago, si es de rosca fina, es lento y el hecho de que hasta que no se gira un buen número de vueltas la sección de paso del fluido es mínima, convierte esta válvula

en una buena reguladora de caudal, por su estabilidad, precisión y el diseño del obturador que facilita un buen sellado metálico, con poco desgaste que evita la cavitación a grandes presiones diferenciales. Se utilizan en aplicaciones de servicio general, para aislar o ventear el fluido del sistema en líneas de pequeño diámetro y las encontramos como válvulas de corte en las líneas de presión diferencial del medidor de flujo de gas así como en el manifold del mismo para corte, igualación y venteo de presiones, también en los transmisores de presión como válvula de corte.

Figura 19. Estructura interna de una válvula de aguja



Wikipedia. Enciclopedia libre.

3.3 VALVULAS CONTROLADORAS

En el control automático de los procesos industriales, la válvula de control juega un papel muy importante en el bucle o lazo de regulación. Realiza la función de variar el caudal de fluido de control que modifica, a su vez, el valor de la variable medida, comportándose como un orificio de área continuamente variable. Dentro del lazo de control generalmente es el elemento final de control, tiene tanta importancia como el elemento primario, el transmisor y el controlador y se compone principalmente de dos partes, el servomotor o actuador (convierte la señal neumática de control en desplazamiento de un vástago) y el cuerpo (aprovecha el desplazamiento del vástago para desplazar la válvula y regular el orificio de área variable), ver figura 20.

Como ya se ha mencionado anteriormente, existen diferentes tipos de válvulas y su utilización va ligada a varios parámetros dependiendo del tipo de variable a controlar. Así mismo, existen diferentes tipos de actuadores siendo el neumático el más utilizado en la industria petrolera por las siguientes razones:

- ⊕ La energía auxiliar es aire comprimido a baja presión
- ⊕ Se puede controlar con una señal desde el propio controlador
- ⊕ Alta velocidad de respuesta
- ⊕ No requiere tableros y protecciones de sobrecarga

- ⊕ El actuador es muy potente
- ⊕ Puede manipularse con baja energía
- ⊕ Tiene una posición fija cuando no esta comandada

Figura 20. Válvula de control típica

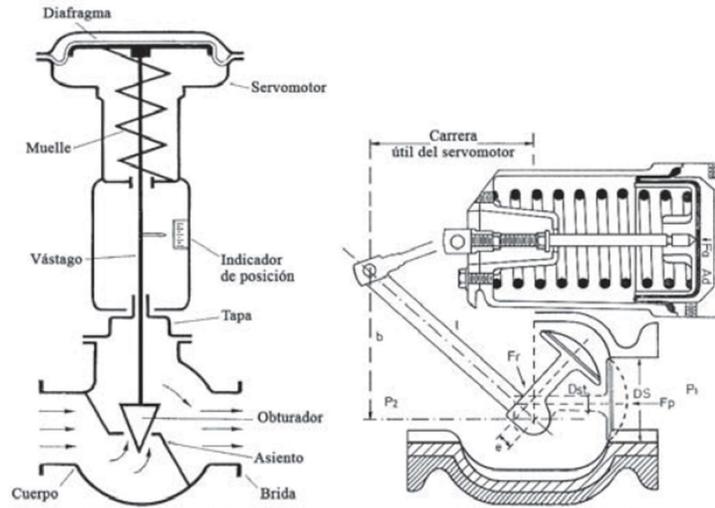


Fisher digital valve controller. Emerson Process Management.

La válvula de control neumática consiste en un actuador accionado por la señal neumática de 3-15 psi (0,2-1 Kg/cm²). El actuador está conectado directamente a un vástago que posiciona el obturador con relación al asiento. La posición relativa entre el obturador y el asiento permite pasar el fluido desde un caudal nulo (o casi nulo) hasta el caudal máximo, y con una relación entre el caudal y la carrera que viene dada por las curvas características de la válvula. El cuerpo de la válvula de control contiene en su interior el obturador y los asientos, y está provista de rosca o de bridas para conectar la válvula a la tubería. El obturador es quien realiza la función de control de paso del fluido y puede actuar en la dirección de su propio eje o bien tener un movimiento rotativo. Está unido a un vástago que pasa a través de la tapa del cuerpo y que es accionado por el actuador (ver figura 21).

Para el caso de este proyecto, los actuadores comandan obturadores de movimiento rotativo de acción directa (aire para abrir) normalmente cerradas con válvulas mariposa de 2", 3" y 4" para las líneas de gas, crudo y agua respectivamente y poseen posicionadores digitales FieldVue (ver figura 22), que son instrumentos de comunicación, basados en microprocesador y convertidor de corriente – neumático. En adición a su función principal de convertir una señal de corriente de entrada a una presión neumática como señal de salida, utiliza comunicación por protocolo HART dando acceso fácil a la información crítica para la operación del proceso. Adicionalmente, se puede obtener acceso mediante un comunicador de campo o desde el cuarto de control mediante software a un sinnúmero de funciones tales como tag de la válvula, mensajes, revisión de la variable de proceso, fecha y parámetros de diagnóstico para ayudar a resolver los problemas que se puedan presentar.

Figura 21. Estructura interna de una válvula de control neumática lineal (izquierda) y rotativa (derecha)



Instrumentación Industrial. CREUS, Antonio.

Figura 22. Válvulas de control en líneas de agua (izquierda), crudo (derecha) y gas (centro).



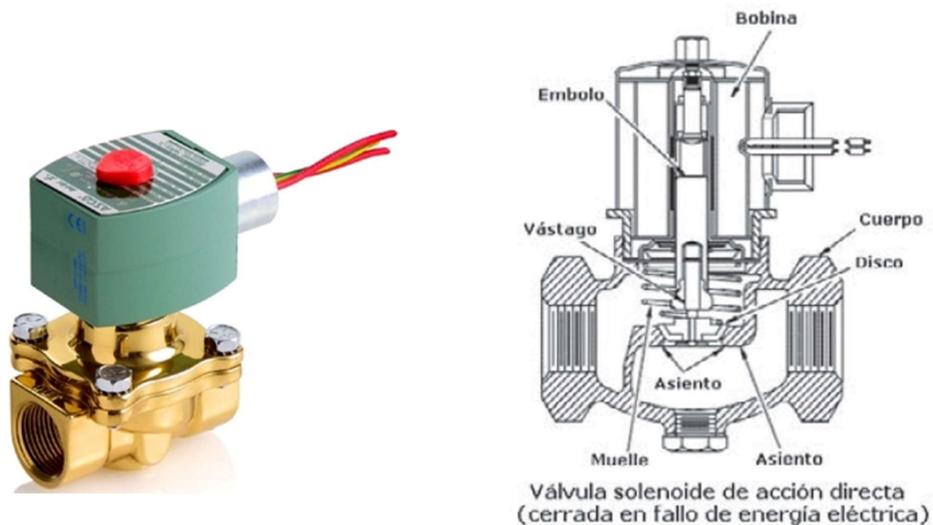
Locación Facilidades de Producción. Campo Guando, Melgar.

Las válvulas de control de las líneas de agua, gas y crudo son los elementos finales de control y las variables controladas de las instrucciones PID en la lógica del controlador. Cada una de las instrucciones PID depende de una variable de proceso que será la lectura de los transmisores de presión, interfase o nivel y su salida es la variable controlada que a través de una tarjeta de salida analógica de 4-20 mA lleva la señal de control hasta el posicionador el cual ubicará el vástago o el obturador en la posición adecuada de tal manera que la salida sea lo más cercana posible al set point seleccionado. Adicionalmente, las válvulas de nivel de agua y crudo poseen una válvula solenoide en la salida de aire del posicionador hacia el actuador como permisivo de bajo nivel evitando que la válvula actúe cuando existe esta condición. En el Anexo C se pueden observar de manera detallada los planos P&ID de la instrumentación y los lazos de control de los tres procesos del separador.

3.4 VALVULAS SOLENOIDES

La *válvula de solenoide* o *electroválvula* es un dispositivo para controlar el flujo de un fluido a su paso por una tubería. Consiste en dos partes básicas, el solenoide y la válvula (ver figura 23). El solenoide es una bobina que convierte la energía eléctrica en energía mecánica para accionar, normalmente, la válvula desde la posición cerrada a la abierta, es decir, en ausencia de alimentación eléctrica la válvula está cerrada mediante un muelle y, al excitar el solenoide, se abre (acción directa) por atracción del émbolo unido al obturador. La válvula también puede ser normalmente abierta (acción inversa), es decir que pasa a la posición de abierta, mediante un muelle, ante el fallo de la alimentación eléctrica. Para una máxima seguridad, la válvula de solenoide está continuamente excitada; de este modo, si falla la corriente, la válvula de control pasa a la posición de seguridad.

Figura 23. Válvula solenoide típica (izquierda) y estructura interna (derecha)



Instrumentación industrial en instalaciones petroleras. OTERO RAMOS, Jesús Enrique.

En el proyecto, se utilizan válvulas solenoides de 3 vías en su aplicación más típica como enclavamiento de las válvulas de control de nivel. Las válvulas de control son aire para abrir (normalmente cerradas) y la válvula solenoide se sitúa en la línea de aire que va desde el posicionador hasta el actuador de la válvula energizadas constantemente permitiendo el paso de

aire para el actuar de la válvula; en este estado, la vía de aire de instrumentación se conecta directamente con la vía del actuador de la válvula y el aire circula hacia el interior permitiendo su actuación. En caso de un bajo nivel o en falla de energía, la lógica diseñada desenergiza la válvula solenoide conectando la vía de aire del actuador hacia la vía del desfogue de la válvula permitiendo que la válvula de control retome a su posición normalmente cerrada. Con esto se consigue que en caso de falla el separador no pierda sus condiciones de proceso y su restablecimiento sea más sencillo para el operador.

3.5 VÁLVULA SHUTDOWN

La válvula de shutdown o SDV (*ShutDown Valve*) es un instrumento que está ubicado al ingreso o salida de un sistema para realizar un corte seguro de fluido ante cualquier falla o emergencia y hace parte del sistema de emergencia o ESDS (*Emergency ShutDown System*). En este caso, la válvula está instalada a la entrada del separador permitiendo el paso del fluido polifásico para su procesamiento (ver figura 24).

Figura 24. Válvula Shutdown o SDV



Locación Facilidades de produccion. Campo Guando, Melgar.

El instrumento está compuesto por un actuador neumático de gran torque para poder realizar el corte de fluido y vencer la presión de entrada y una válvula tipo bola de 8". Adicionalmente, el actuador cuenta con indicadores visuales y lógicos de posición los cuales se llevan hasta el controlador por medio de una tarjeta de entradas digitales (24 VDC) para graficar los estados y realizar las animaciones en el HMI y en el sistema supervisorio en cuarto de control. La válvula SDV esta comandada por varias señales que generan el cierre y lockout (bbqueo) de la misma, esto significa que una vez se presente la señal de falla, el operador debe dirigirse al equipo para verificar que los permisivos estén dentro de los parámetros normales de operación para poder dar apertura nuevamente a la válvula. Estas señales son:

- ⊕ Alto Alto nivel en separador
- ⊕ Alta presión en separador
- ⊕ Baja presión en separador
- ⊕ Hongo shutdown (parada de emergencia local)
- ⊕ Alto nivel en bolsillo de crudo
- ⊕ Bajo nivel en bolsillo de crudo
- ⊕ Muy alto nivel KO Drumm
- ⊕ Comando de cierre desde cuarto de control
- ⊕ Comando de cierre desde HMI local

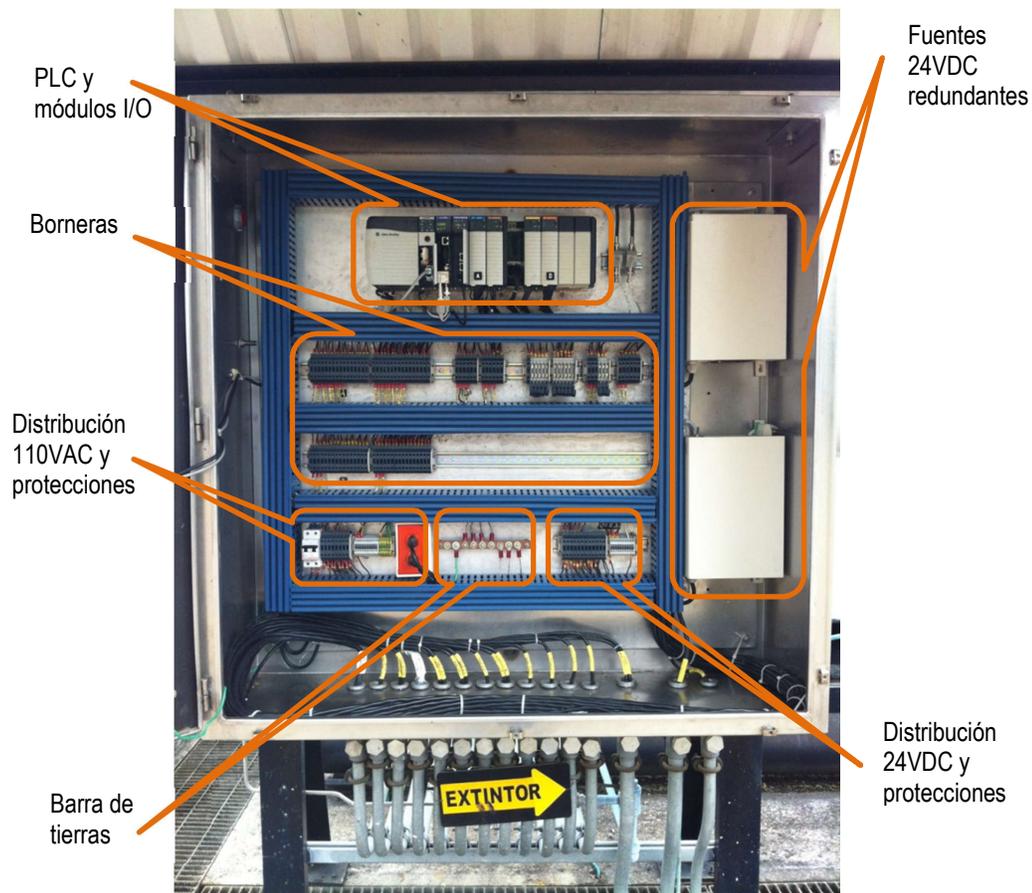
4. SISTEMA DE CONTROL

El sistema de control utilizado en el proyecto es en su totalidad de la marca Allen Bradley de Rockwell Automation conformado por el hardware (chasis, módulos, CPU y HMI) y software (redes de control, diseño, programación y supervisorio). A continuación se explica cada uno de ellos:

4.1 HARDWARE

En su fase de control el proyecto requiere gran cantidad de implementos y cada uno de ellos vital para su funcionamiento. La mayoría de equipos están instalados localmente en un armario diseñado para ambientes explosivos (explosion proof) y cumpliendo con la normatividad internacional para áreas clasificadas. En este armario, de manera organizada se instala el controlador, borneras de conexión de los módulos I/O, alimentación eléctrica (110 VAC y 24 VDC), barra de tierra y el HMI (ver figura 25).

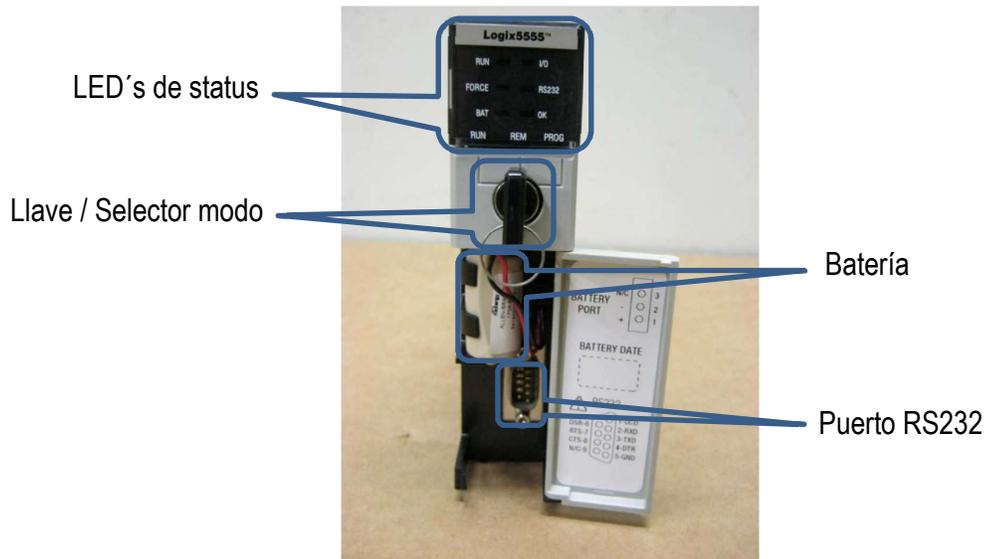
Figura 25. Organización armario de control



Locación Facilidades de producción. Campo Guando, Melgar.

4.1.1 Controlador. Para el proyecto se cuenta con un controlador de la familia ControlLogix5000 referencia 1756-L55. Estos controladores son sistemas basados en chasis, diseñados para trabajar en ambientes hostiles y cuentan con un sistema de proceso secuencial con un conjunto de comunicación capaz de manejar diferentes protocolos o buses de campo (Ethernet/IP, Controlnet, DeviceNet, DH+, DH485, MODBUS, RS232, HART y Foundation Fieldbus). La CPU cuenta con una memoria de 750KB para datos/lógica y 208KB para módulos I/O, led's de status y detección de fallas, selector con llave de tres posiciones (Run, Remote, Program), puerto serial y batería de respaldo (ver figura 26)

Figura 26. Controlador 1756-L55 ControlLogix5555



Locación Facilidades de producción. Campo Guando, Melgar.

Los led's indicadores (Run, I/O, Force, Bat, OK, RS232) evidencian el estado actual del controlador y mediante una tabla proveída por el fabricante de acuerdo a su iluminación es posible detectar fallas físicas o lógicas en la CPU. En condiciones normales los led's Run, OK y I/O deben estar en color verde sólido y el led RS232 (si se está utilizando el puerto) debería iluminarse si hay transmisión activa de datos.

La batería de respaldo alimenta la CPU en caso de corte de energía. Es una batería de litio y tiene una duración aproximada de 69 horas una vez se produzca un corte de alimentación eléctrica. Si la carga de la batería decae por debajo del 95% el led BAT se ilumina en rojo sólido indicando que se debe reemplazar.

El selector cuenta con una llave de tres posiciones (Run, Remote y Program) las cuales indican el modo en el cual se encuentra el controlador. En modo Run, el controlador está ejecutando el programa diseñado secuencialmente y permite conectarse local y remotamente a través de la red pero no permite el cambio de modo de forma remota a través del software de programación RSLogix5000. En el modo Remote, el controlador permite acceso local y remoto y el cambio de

modo remoto desde el software de programación, este es el modo en el cual se debe trabajar el PLC. Y finalmente, en el modo Program el controlador está detenido totalmente, es decir que la lógica diseñada no se está ejecutando y todos los instrumentos retornan a su estado normal (válvulas y actuadores); en este modo se puede acceder al controlador local y remotamente para hacer cambios en la lógica pero no se puede cambiar el modo remotamente para ejecutar el programa por lo cual se debe realizar localmente.

El puerto RS232 se utiliza para comunicación del HMI local que se encuentra anclado a la puerta del armario. El puerto se configura para comunicación serial con los siguientes parámetros:

- ⊕ Baud rate: 19200
- ⊕ Bata bits: 8
- ⊕ Parity: None
- ⊕ Stop bits: 1
- ⊕ Control line: No Handshake

4.1.2 Módulos I/O. En el proyecto se utilizan un total de 5 tarjetas I/O cada una de ellas específica para una función de entrada/salida, digital/análoga, corriente/voltaje.

- ⊕ Módulo de entradas digitales 1756-IB16I

Esta tarjeta se encarga de recibir las señales digitales (24VDC) provenientes de los instrumentos ON-OFF tales como los switches de nivel alto y bajo, finales de carrera de los posicionadores de las válvulas y pulsador de parada de emergencia. El módulo tiene capacidad de 16 entradas aisladas de 10-30 VDC y tiene la posibilidad de ser desconectado y conectado en caliente, es decir, no hay necesidad de apagar el chasis e interrumpir el proceso para cambiar el módulo en caso de daño (RIUP – Removal and Insertion Under Power), característica que comparten todos los módulos de la familia Logix5000. Adicionalmente cuenta con led's numerados indicadores de estado de cada una de las entradas lo que facilita su rápida identificación (ver figura 27).

Figura 27. Módulo 1756-IB16I y LED's de estado



Locación Facilidades de producción. Campo Guando, Melgar.

⊕ Módulo de entradas análogas 1756-IF6I

Se utilizan dos tarjetas de esta referencia para recibir las señales de los instrumentos análogos bajo protocolo 4-20mA. Son entradas aisladas y funcionan para voltaje/corriente dependiendo del instrumento, permiten seleccionar mediante el software de configuración los niveles de alarma para cada canal, tienen la opción de manejar señales en punto flotante, seleccionar las unidades de ingeniería, seleccionar el rango de operación de cada canal individualmente y si existen valores por arriba o por debajo de los límites seleccionados, adicionalmente tienen la opción de detectar si existe un lazo abierto (apertura de un cable) permitiendo configurar un bit de falla o que la lectura en dicho canal se fije a un valor predeterminado.

Figura 28. Módulo 1756-IF6I



ControlLogix analog I/O modules user manual. Rockwell Automation

⊕ Módulo de salidas análogas 1756-OF6CI

Esta tarjeta se utiliza para llevar la señal de 4-20mA hacia los posicionadores de las válvulas de control y son las variables controladas de los PID de cada uno de los procesos. El módulo posee dos LED's de estatus (CAL, OK) que se iluminarán de acuerdo a su funcionamiento y estado de los canales de salida. El led CAL se ilumina cuando la señal de un determinado canal se encuentra operativa fuera de los parámetros establecidos indicando que se requiere una calibración de la señal y el led de OK debe estar encendido constantemente indicando que el módulo se encuentra en condiciones normales de operación (ver figura 29).

⊕ Módulo de salidas digitales 1756-OW16I

Es una tarjeta de salidas digitales con relés internos aislados individualmente que se utiliza para habilitar las válvulas solenoides de las válvulas controladoras de cada uno de los lazos de control PID. Estas solenoides actúan como permisivos dependiendo de la variable a controlar para permitir el paso de aire hacia el actuador. El módulo cuenta con una serie de led's indicadores de estado lo que facilita reconocer a simple vista el estado de cada una de las salidas (ver figura 30).

Figura 29. Módulo 1756-OF6CI y led's de estado



ControlLogix analog I/O modules user manual. Rockwell Automation

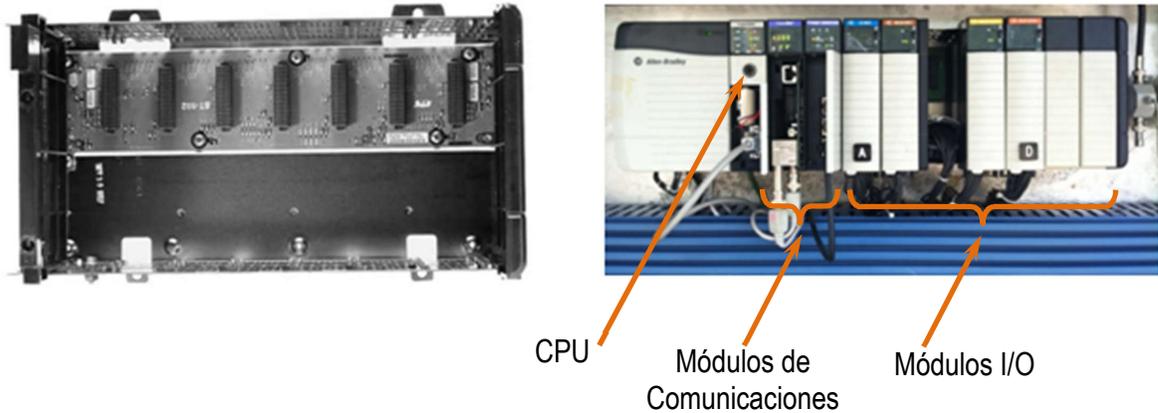
Figura 30. Módulo 1756-OW16I y led's de estado



ControlLogix analog I/O modules user manual. Rockwell Automation

4.1.3 Chasis. Ya que los sistemas ControlLogix son sistemas modulares, se requiere de un chasis para el anclaje del controlador, los módulos I/O, módulos de comunicaciones y fuente de alimentación del sistema. Para la familia Logix5000, todos los chasis son diseñados para montaje horizontal y poseen una tarjeta principal (backplane) que permite una comunicación de alta velocidad entre módulos. Para este caso, se utiliza un chasis de 10 slots 1756-A10 de los cuales se utilizan 8 y los módulos se ordenan siguiendo las pautas de Rockwell; de izquierda a derecha en el primer slot se ubica el controlador, después los módulos de comunicación y seguidamente los módulos I/O (ver figura 31).

Figura 31. Chasis 1756-A10 y sistema de control completo



Locación Facilidades de producción. Campo Guando, Melgar.

El chasis está diseñado para ser anclado por la parte posterior permitiendo el fácil acceso a los módulos, a sus conexiones y la disipación de calor generada por la electrónica.

4.1.4 HMI. El HMI (Human Machine Interface) es el elemento que le permite al operador tener una visualización del proceso localmente para poder monitorear las variables del equipo en tiempo real. Ejecuta una aplicación interactiva y mediante la pulsación de teclas el operador puede intercambiar imágenes de proceso y manipular valores de setpoints de los PID de control así como visualizar alarmas y operar válvulas en modo manual. El equipo consta principalmente de dos partes; la pantalla permite visualización a color e interactividad con la aplicación diseñada y el módulo lógico contiene la electrónica y los puertos de comunicación RS-232 y Ethernet para la adquisición de datos con el PLC. El módulo lógico ejecuta un programa llamado FactoryTalk View ME Station desarrollado por Rockwell Automation el cual permite la configuración de los puertos, cargar y ejecutar aplicaciones, configuración general del equipo y escoger el protocolo de comunicación con el PLC.

Figura 32. HMI PanelView Plus 1000



Locación Facilidades de producción. Campo Guando, Melgar.

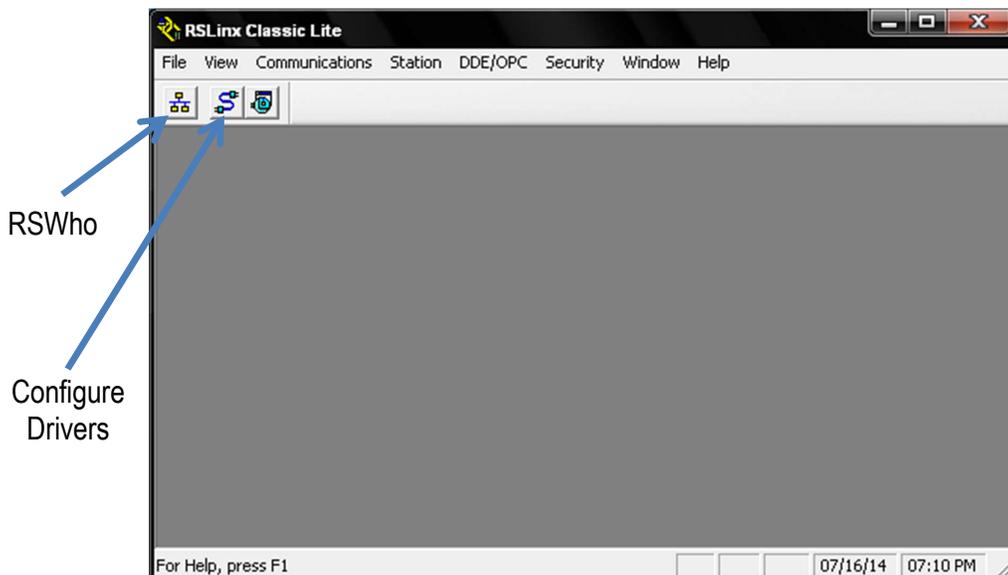
4.2 SOFTWARE

En cada una de las etapas que incluye el proyecto se utiliza un software específico para su diseño e implementación y todos pertenecen a la suite de Rockwell Automation. El diseño de la lógica del controlador, la interfaz visual local (HMI), la interfaz visual remota, el diseño de la red y los drivers de comunicación son necesarios para tener un sistema SCADA 100% funcional. A continuación se explican algunos detalles característicos de cada uno de ellos y los resultados obtenidos sin explicar el 100% ya que sería demasiado extenso.

4.2.1 Software de comunicación RSLinx Classic. Esta es la pieza más importante del sistema ya que incluye y le indica a todas las partes, la forma y el protocolo que deben utilizar para su comunicación entre dispositivos. El software RSLinx Classic es un programa de 32 bits que conecta redes y dispositivos Allen-Bradley con aplicaciones que se ejecutan bajo la plataforma de Microsoft Windows. Estos van desde las aplicaciones de programación y configuración de dispositivos, tales como RSLogix y RSNetWorx para aplicaciones HMI como FactoryTalk View, hasta aplicaciones únicas diseñadas por el usuario con un sistema de adquisición de datos utilizando Microsoft Office, páginas Web, o Visual Basic.

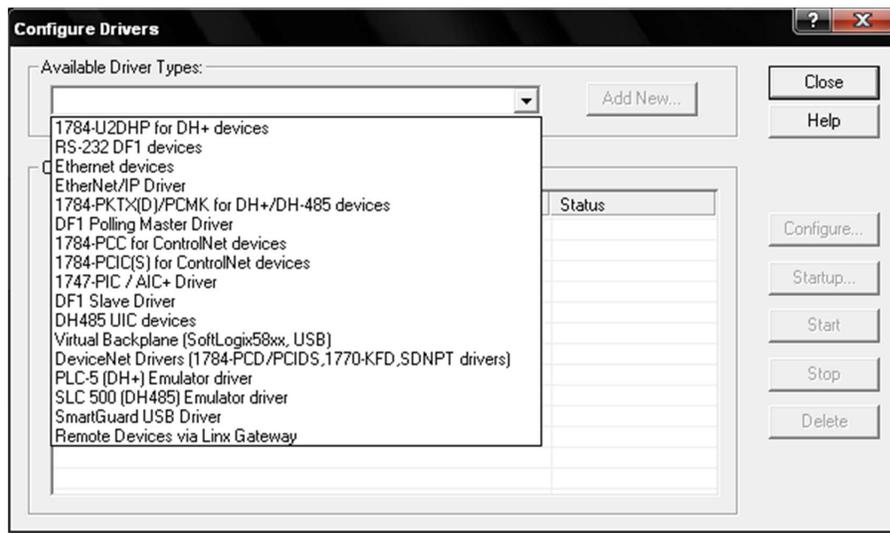
La interfaz gráfica es muy intuitiva, sencilla de manejar y configurar. En la ventana principal se observan unos pequeños íconos bajo la barra de menús con los cuales se puede configurar el driver de comunicación y acceder a los dispositivos (ver figura 33).

Figura 33. Ventana principal RSLinx Classic



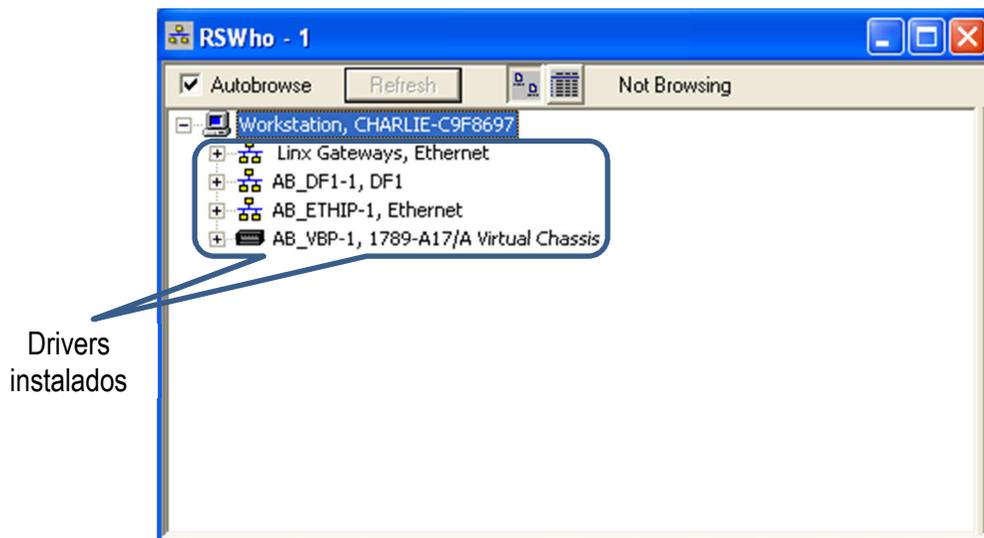
Al presionar el ícono "Configure Drivers", se despliega una pantalla donde podemos seleccionar de una lista predeterminada el driver que utilizaremos para conectarnos con el dispositivo (ver figura 34). Cada dispositivo tiene uno, dos o más puertos de comunicación con diferente protocolo y por lo tanto podemos utilizar el que más se acomode a nuestra necesidad.

Figura 34. Ventana de selección y configuración de los drivers



Al seleccionar el driver deseado, puede o no aparecer una ventana donde se encontrarán los parámetros de configuración para poder establecer comunicación entre dispositivos y los mismos pueden variar dependiendo del driver seleccionado (algunos pueden no requerir ningún tipo de configuración). Una vez seleccionado y configurado el driver, daremos clic en el ícono de RSWho donde se mostrarán las redes y dispositivos para el driver seleccionado en un estilo similar al Explorador de Windows (ver figura 35).

Figura 35. Ventana RSWho



Ya que son diferentes dispositivos y diferentes drivers, no se explicará detalladamente la configuración para cada uno de ellos sino más bien se enumerarán los dispositivos y el protocolo utilizado:

- ⊕ PC – PLC: Inicialmente se utiliza el puerto serial DB9 para comunicación local con el PLC ya que los otros puertos no vienen configurados por defecto. Se configura en el RSLinx el driver “RS-232 DF1 Devices” y utilizando un cable serial cruzado se establece comunicación para configurar la tarjeta ControlNet y poder utilizar un conversor ControlNet – USB para el diseño de la lógica ya que este puerto es mucho más rápido.
- ⊕ PLC – HMI: Una vez liberado el puerto serial, este se reconfigura para conectar el HMI al controlador utilizando un cable serial directo. Se utiliza el mismo driver serial.
- ⊕ PC – HMI: La comunicación con el HMI se realiza para poder copiar el ejecutable de la aplicación y configurar el panel. Se utiliza el driver para “Ethernet Devices” con un cable UTP y una configuración de dirección IP en la subred 192.168.0.xx que viene configurada por defecto en el panel.
- ⊕ Sistema Supervisorio – PLC: El sistema supervisorio remoto se conecta al controlador mediante un driver para red ControlNet configurado desde la aplicación de diseño. La red ControlNet se extiende por la estación hasta el servidor donde los tags son leídos por la aplicación y luego puestos en pantalla.

4.2.2 Software de diseño de la lógica ladder. Para el diseño de la lógica del PLC se utiliza el programa RSLogix5000 con el cual se realiza la configuración del sistema de control local (chasis, módulos I/O, módulos de comunicaciones, tags, tipos de variables, etc). El programa tiene muchos detalles, es un poco complejo y posee un set de instrucciones bastante amplio para el desarrollo de la aplicación deseada. A continuación se explica de forma generalizada el diseño de la lógica y la configuración del PLC.

4.2.2.1 Configuración módulos y chasis. Cuando se ensambla el sistema de control, es decir, cuando se insertan todos los módulos al chasis y se energiza, se observa que el led “FLT” del controlador se ilumina. Esto se debe a que la CPU no ha sido configurada para reconocer los módulos anclados y su memoria esta en blanco. Lo primero que se debe hacer es configurar la CPU y el chasis que se utilizará en el diseño (ver figura 36) y luego agregar uno a uno los módulos verificando que la referencia y firmware sean iguales para evitar un funcionamiento erróneo (ver figura 37). En el caso de los módulos análogos es necesario configurar el comportamiento de cada uno de los canales para determinar los niveles de alarma, unidades de ingeniería, rango de medida y señal 4-20 mA.

4.2.2.2 Creación de Tags. El siguiente paso es la creación de los tags donde se almacenará la información de los módulos I/O. Los tags se crean de acuerdo a cada tipo de variable y pueden manejar diferentes tipos de datos como bits o booleanos (BOOL), enteros o doble enteros (INT – DINT), punto flotante (REAL), PID y muchos más que vienen predefinidos en el programa y se deben escoger de acuerdo a la necesidad. Por la cantidad de tags utilizados no se explicará cada uno de ellos, en su lugar se ilustra una imagen con un ejemplo de varios de ellos y sus características (ver figura 38).

Figura 36. Configuración de la CPU

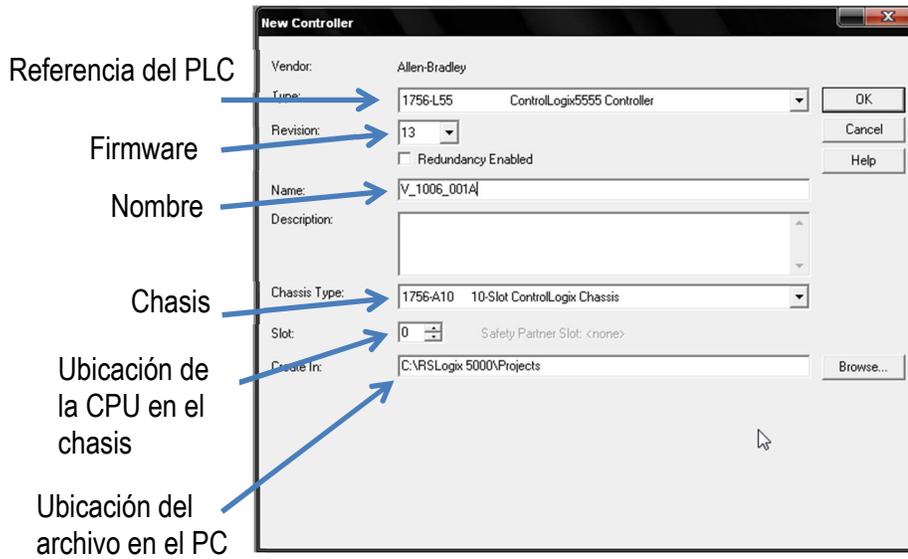


Figura 37. Configuración módulos

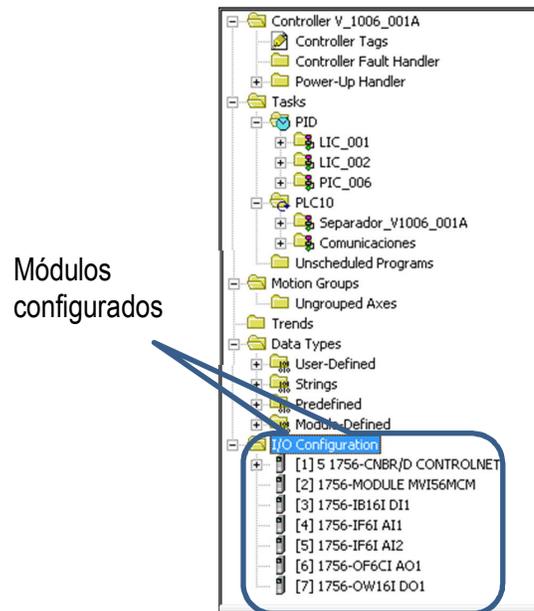


Figura 38. Creación de tags

Tag Name	Value	Force Mask	Style	Type	Description
AT_1006_001A_001	79.97783		Float	REAL	Medicion de interfaz Agua-Aceite
+ CMD_PID_V1006_001A_FV	4		Decimal	DINT	Comando PID de Separador V1006_001A desde PaneView
+ CMD_PID_V1006_001A_RSV	-21474...		Decimal	DINT	Comandos PID Separador V1006_001A desde RSView
+ CMD_V1006_001A_FV	0		Decimal	DINT	Comandos de Separador V1006_001A desde PaneView
+ CMD_V1006_001A_RSV	0		Decimal	DINT	Comandos de Separador V1006_001A
ColdBoot	2#0000...		Binary	BOOL	
+ Comunicacion_CC	0		Decimal	DINT	Comunicacion Cuarto Control
+ Datos_SPECTRA100	{...}	{...}	Float	REAL[100]	
FIT_V1006_001A_001	0.0		Float	REAL	
HS_1006_001A_001	1		Decimal	BOOL	HONGO SHUTDOWN MANUAL SDV001
LAHH_005	0		Decimal	BOOL	Alto Alto Nivel Separador 001A
LALL_003	0		Decimal	BOOL	Bajo Bajo Nivel Agua Separador
LALL_006	0		Decimal	BOOL	Bajo Bajo Nivel de Crudo
LIC_001_CV	0.0		Float	REAL	Valvula de Control Nivel de Agua
+ LIC_001_PID	{...}	{...}		PID	LAZO DE CONTROL DE AGUA
LIC_001_FV	79.97783		Float	REAL	Nivel de Agua en el Separador V1006-001A
LIC_002_CV	10.0		Float	REAL	
+ LIC_002_PID	{...}	{...}		PID	PID LIC002 Nivel de Crudo en el Separador
LIC_002_FV	54.37598		Float	REAL	
LIC001_MO_FV	0		Decimal	BOOL	Boton de modo de operacion PID LIC001. Pulso cambia de Estado
LIC001_MO_RSV	0		Decimal	BOOL	Boton de modo de operacion PID LIC001. Pulso cambia de Estado
LIC002_MO_FV	0		Decimal	BOOL	Boton de cambio de modo de operacion PID LIC002. Pulso cambia de estado.

4.2.2.3 Configuración alarmas entradas análogas. Una vez que se han definidos los tags y se han configurado los módulos, procedemos a configurar los niveles de alarma para las entradas análogas. Esto se realiza en cada uno de los canales y los valores determinados son previstos por los estudios de ingeniería y las características físicas de diseño de la vasija. Las figuras 39 y 40 ilustran un ejemplo de estos pasos.

Figura 39. Ejemplo configuración niveles de alarma (nivel de interfase)

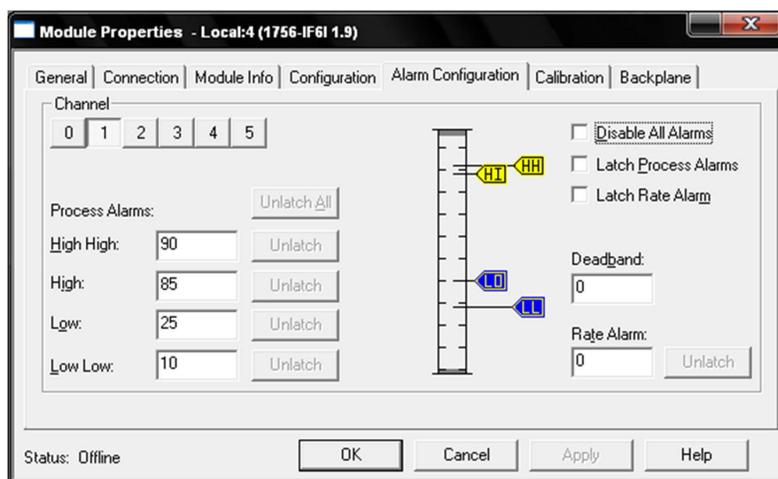
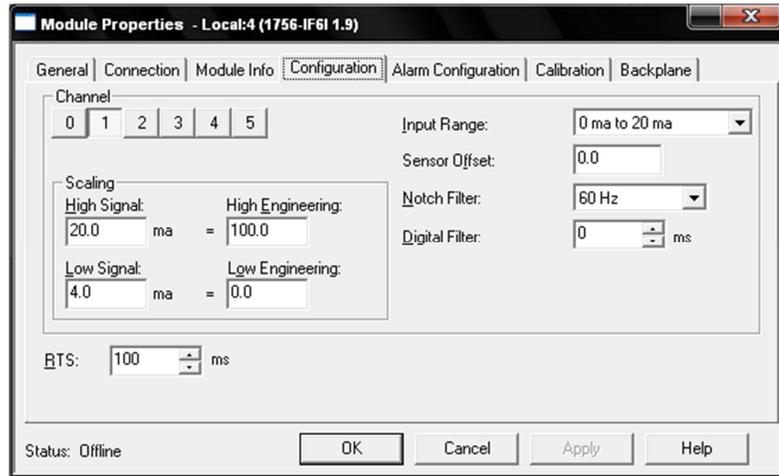
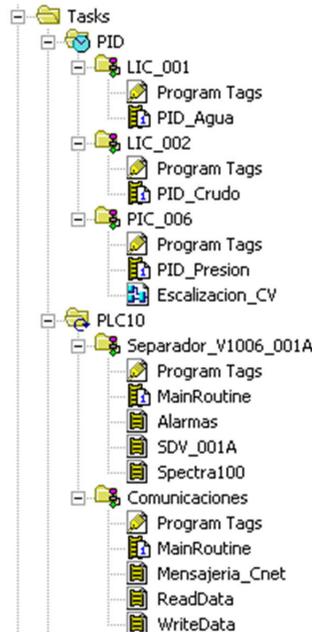


Figura 40. Ejemplo configuración canal análogo (nivel interfase)



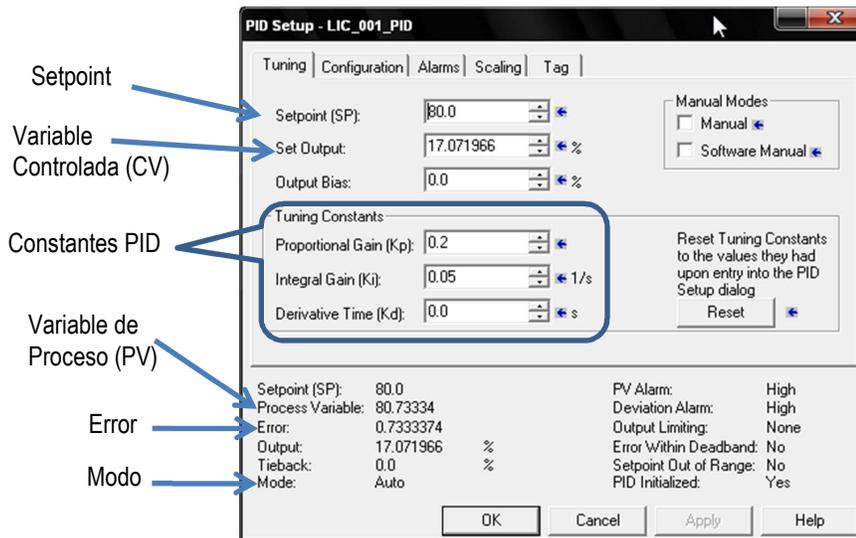
4.2.2.4 Lógica Ladder. El diseño de la lógica se realiza en lenguaje ladder o escalera y las tareas se discriminan de acuerdo a los lazos de control utilizados y procesos generales del sistema. En una tarea llamada PID se diseñan las rutinas de los parámetros de las instrucciones PID de las variables de presión, nivel de interfase y nivel del bolsillo de crudo y en otra tarea llamada PLC10 se incluyen las rutinas de alarmas, comunicaciones y proceso general (ver figura 41).

Figura 41. Estructura tareas ladders



Cada uno de los tres lazos de control utiliza una instrucción PID donde se configura la variable de proceso (PV), el setpoint (SP), la variable controlada (CV) y los parámetros proporcional (Kp), integral (Ki) y derivativo (Kd) (ver figura 42).

Figura 42. Ejemplo configuración instrucción PID



Cada *Rung* o escalón del ladder de los lazos de control contiene las instrucciones necesarias para la funcionalidad del elemento final de control en su modo manual y automático ya sea localmente desde el HMI o remotamente desde el sistema supervisorio. En la figura 43 se puede observar un ejemplo de la programación de uno de los lazos con los comentarios de su funcionamiento.

El primer rung contiene la instrucción PID que recibe la señal de la variable de proceso proveniente de la sonda Agar (AT_1006_001A_001) que mide el nivel de interfase y regula la salida o variable controlada (válvula de control de salida de agua LV_1006_001A_001) para mantenerla lo más cercano posible al setpoint fijado por el operador. El segundo y tercer rung habilita o deshabilita la válvula solenoide (LY_1006_001A_001) que permite el paso de aire a la válvula de control en caso de un muy bajo nivel por medio de un switch de nivel haciendo que la válvula retorne a su posición normalmente cerrada. El cuarto y quinto rung cambia el modo de la instrucción PID de manual a automático o viceversa permitiendo que el operador pueda manipular directamente la válvula de control desde el HMI sin importar el valor de la variable de proceso y el setpoint o retornarlo a su funcionamiento automático.

Dentro de la tarea llamada PLC10 se configuran las rutinas MainRoutine, Alarmas, SDV_001A y Spectra100. En la rutina MainRoutine se encuentran 3 rungs que contienen los saltos a las rutinas siguientes las cuales se ejecutan secuencialmente. En la rutina *Alarmas* desde el rung 1 hasta el 14, se configura la activación de las diferentes alarmas de proceso provenientes de los instrumentos que se mostrarán tanto en el HMI local como en el sistema supervisorio, los valores se guardan en un tag doble entero llamado V1006_001A_Alarmas y se utiliza un temporizador de 10 segundos seguido a la activación de la señal para evitar activaciones instantáneas o señales falsas (ver figura 44).

Figura 43. Ejemplo ladder lazo de control de nivel de interfase

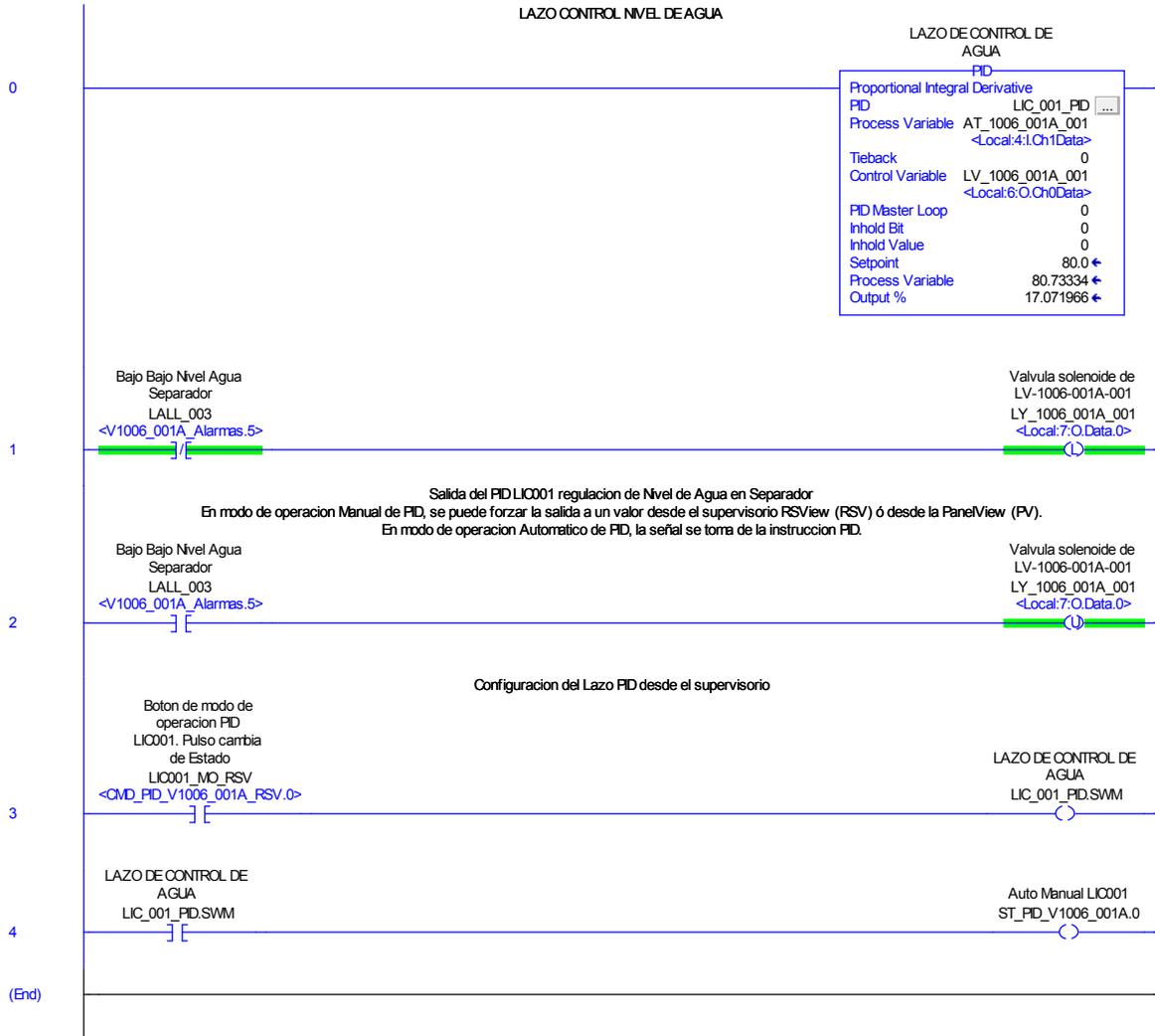
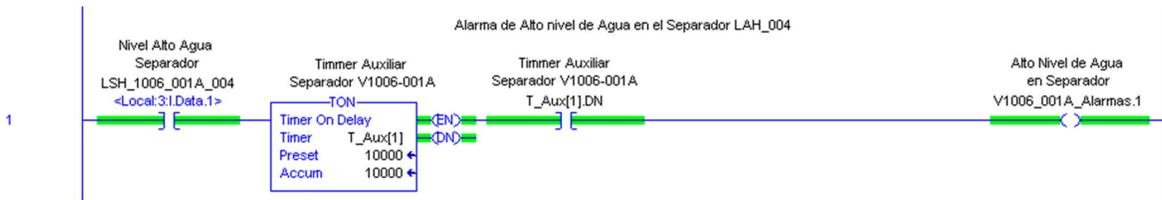
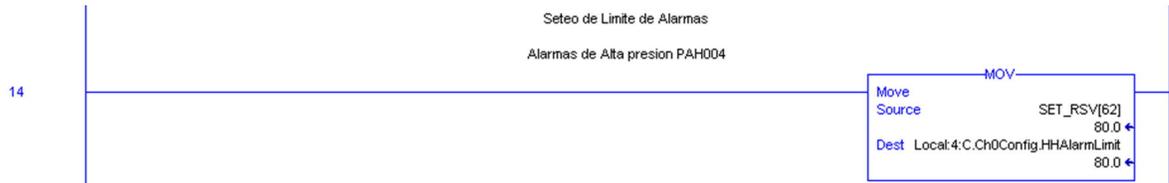


Figura 44. Ejemplo activación señal de alarma alto nivel de agua



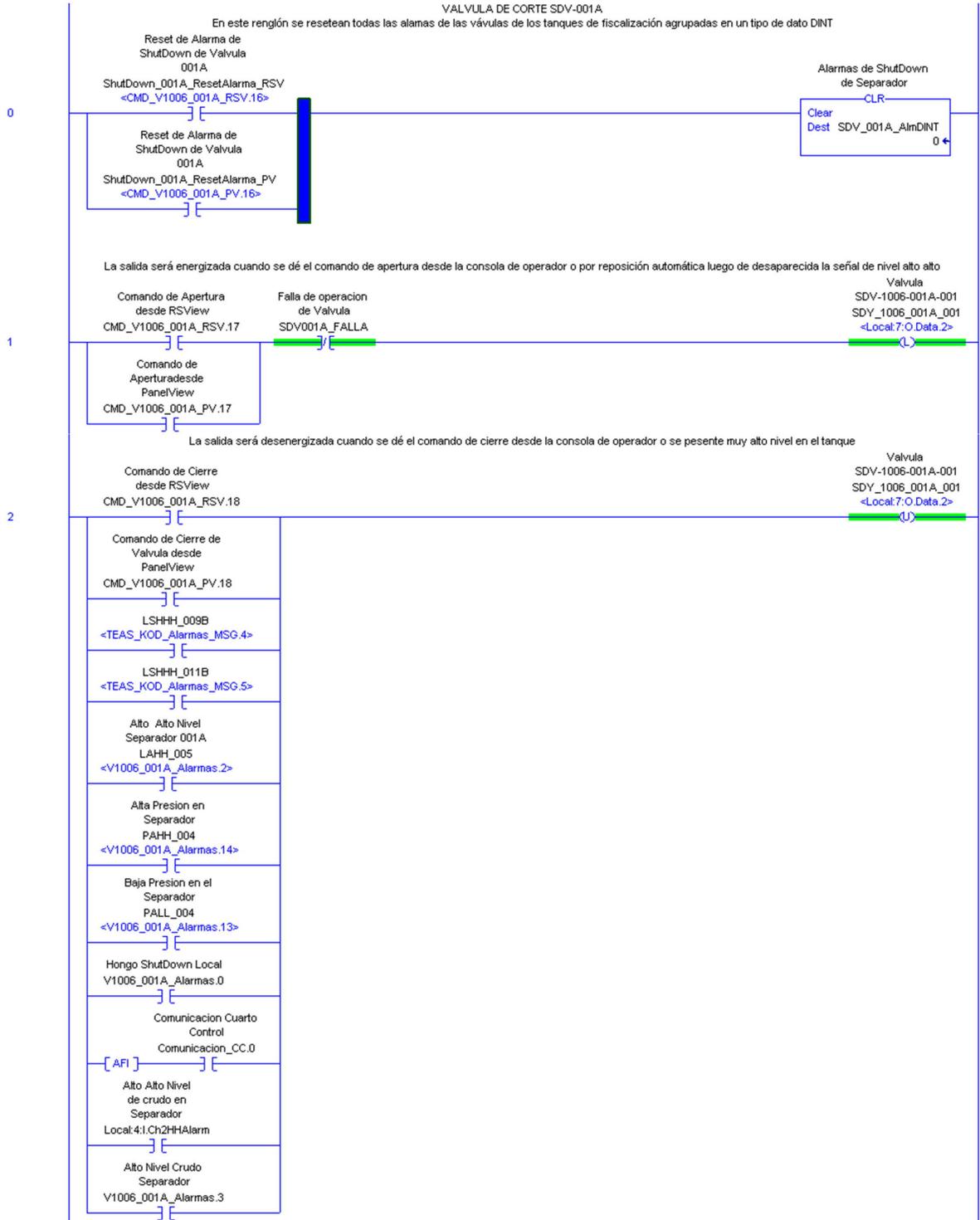
Desde el rung 15 al 30, se configuran los límites de las alarmas para los niveles bajo bajo, bajo, alto y alto alto de los diferentes instrumentos de proceso al cual podrá tener acceso el operador desde una ventana de la aplicación del HMI o el sistema supervisorio (ver figura 45).

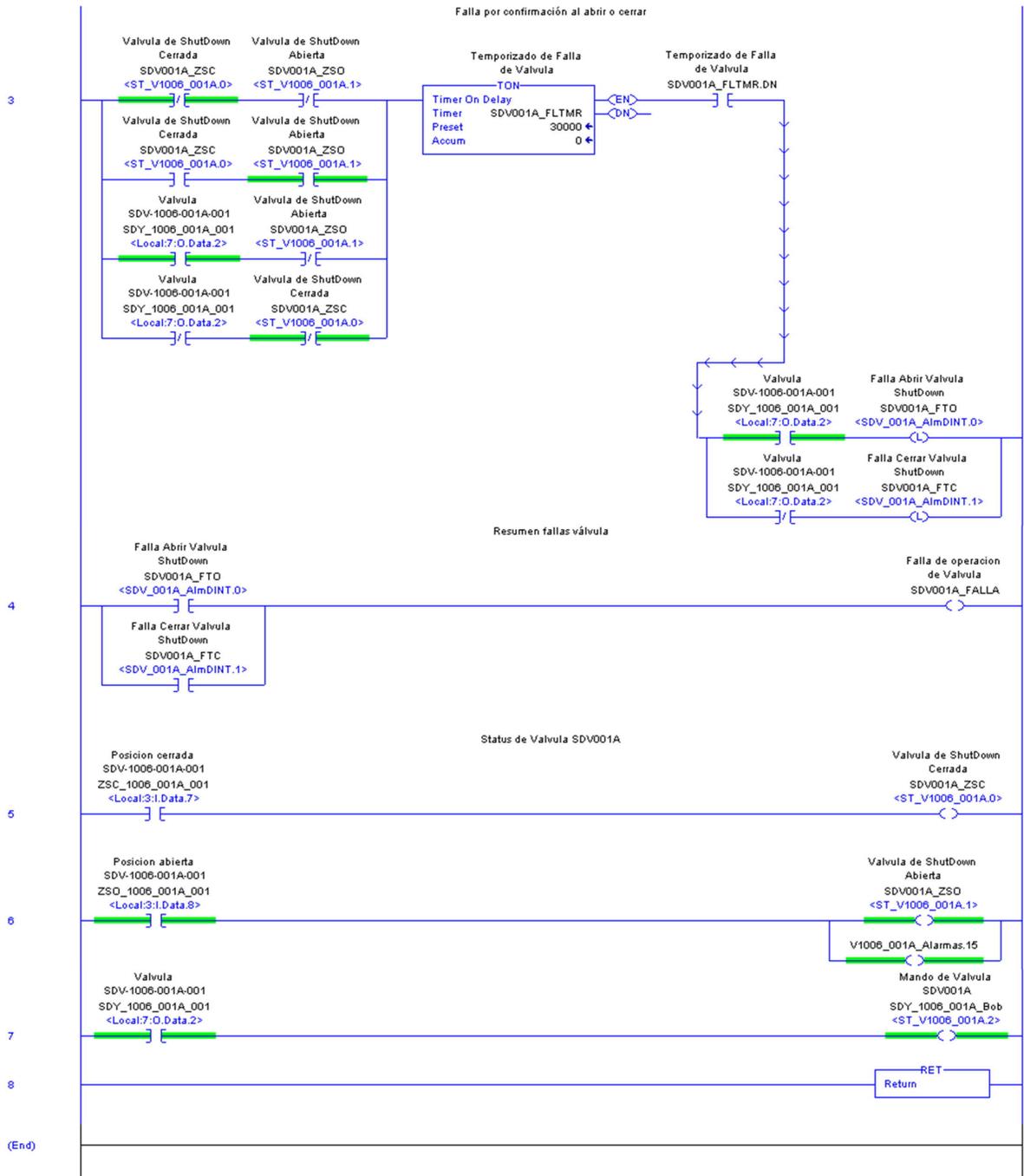
Figura 45. Ejemplo configuración nivel de alarma alta presión



En la rutina *SDV_001A* se configura la operación de la válvula de shutdown para permitir o no el paso del fluido polifásico al interior del separador (ver figura 46). En el primer rung de configura el reset de la válvula que se puede ejecutar desde el HMI local o desde el sistema supervisorio; este comando resetea el valor del tag doble entero *SDV_001A_AImDINT* y coloca todos los bits en cero (0). El segundo rung realiza apertura de la válvula SDV desde el HMI local o el sistema supervisorio energizando la válvula solenoide que permite el paso de aire al actuador siempre y cuando no exista una condición de falla en el estado de la válvula SDV. El tercer rung desenergiza la válvula solenoide impidiendo el paso de aire al actuador de la válvula SDV de tal forma que ésta retorna a su posición normalmente cerrada siempre y cuando exista una de las siguientes condiciones: Comando de cierre desde sistema supervisorio (*CMD_V1006_001A_RSV.18*), comando de cierre desde el panelview (*CMD_V1006_001A_PV.18*), alto alto nivel KO Drumm tea de alta (*LSHHH_009B*), alto alto nivel KO Drumm tea de baja (*LSHHH_011B*), alta presión en separador (*PAHH_004*), baja presión en separador (*PALL_004*), parada de emergencia hongo shutdown (*HS_1006_001A_001*), alto alto nivel de crudo en separador (*Local:4:I.Ch2HHAlarm*), alto nivel de crudo en separador (*V1006_001A_Alarmas.3*). El rung 4 determina el estado de falla de la válvula SDV examinando los valores de los switches de final de carrera del posicionador que se almacenan en los tags *SDV001A_ZSC* y *SDV001A_ZSO* para las posiciones cerrada y abierta respectivamente; si ambos switches están cerrados o abiertos al mismo tiempo después de un conteo de 30 segundos se despliega un mensaje en pantalla indicando falla al abrir (*SDV001A_FTO*) o falla al cerrar (*SDV001A_FTC*) dependiendo del estado de la válvula solenoide. El rung 5 habilita la señal de falla de la válvula SDV cuando una de las dos fallas anteriores ha ocurrido. Los rungs 6 y 7 determinan el estado de la válvula SDV dependiendo de cual de los switches del posicionador esta activado. El rung 8 retorna a la rutina principal *MainRoutine*.

Figura 46. Ladder de control de la válvula de shutdown SDV_001

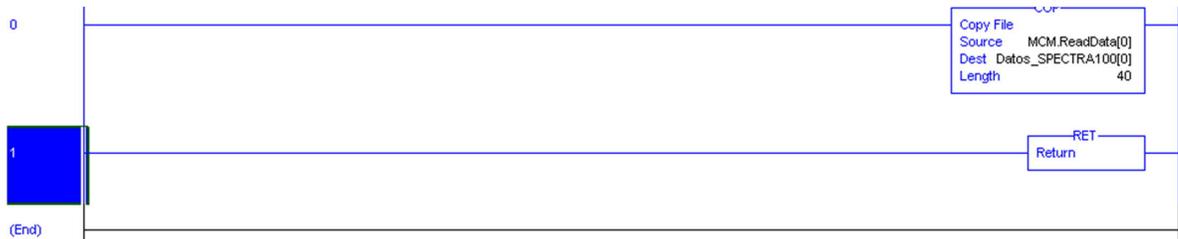




La rutina *Spectra100* realiza la lectura de los valores del computador de flujo para ser desplegados en el HMI local y en el sistema supervisorio, mediante comunicación MODBUS (ver figura 47). Los datos se almacenan en el tag *Datos_Spectra100* con una longitud de 40 registros tipo Float donde se podrán guardar los valores de flujo instantáneo, flujo ayer (acumulado), flujo hoy (acumulado),

presión diferencial, temperatura, presión estática, tamaño del orificio de la platina y el voltaje de la batería interna.

Figura 47. Ladder para lectura de datos del computador de flujo

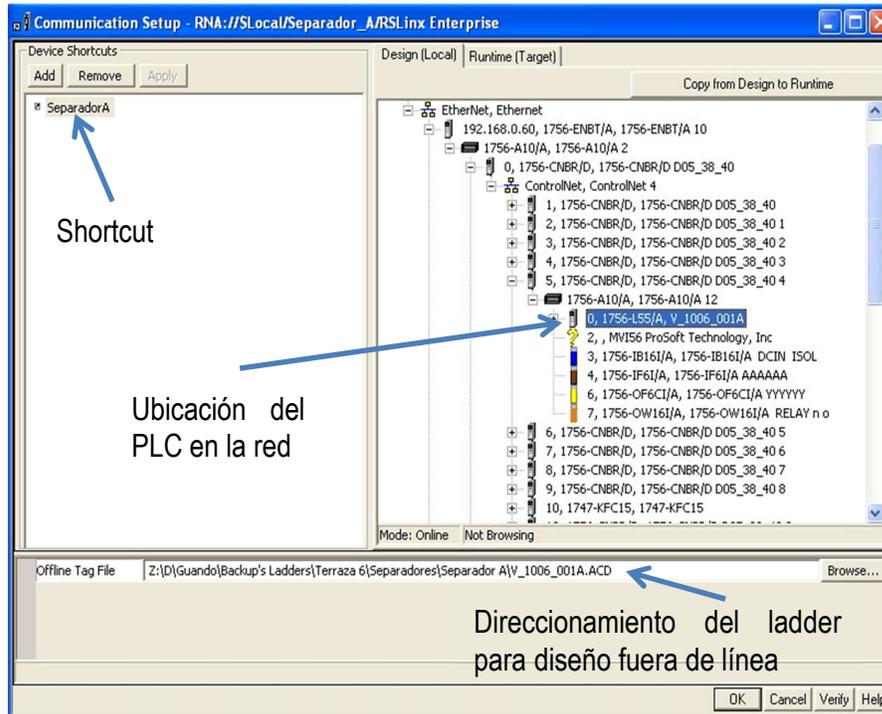


Por último, el programa llamado *Comunicaciones* dentro de la tarea *PLC10*, contiene las instrucciones necesarias para la configuración de la comunicación en la red ControlNet con otros controladores para poder comparar y obtener algunos datos de funcionamiento como es el caso de los niveles de los KO Drumms de la tea de alta y baja los cuales tienen acción en la válvula de shutdown del separador. En la rutina *Mensajeria_Cnet*, se configura la lectura de los mensajes de los KO Drumms, y en las rutinas *ReadData* y *WriteData* se configuran los temporizadores y configuración de la tarjeta Prosoft para la adquisición de datos. Estas rutinas configuran la operación de los canales, la dirección MODBUS del esclavo, los registros de solicitud y configuración del canal de comunicación.

4.2.3 Software de diseño de la aplicación del HMI. Para el diseño de la aplicación que se ejecutará en el HMI para manipulación del equipo localmente, se utiliza el software FactoryTalk View Studio con su complemento Machine Edition. Debido a las muchas características y lo extenso del programa solo se explicarán los parámetros de relevancia para el proyecto.

4.2.3.1 Comunicaciones. En el apartado de comunicaciones, utilizaremos un complemento inmerso en FactoryTalk View que es el RSLinx Enterprise el cual comparte algunas características similares con RSLinx Classic que ya se había explicado anteriormente. Con este complemento establecemos la ruta de comunicación tanto para el diseño como para el ejecutable una vez esté configurado en el HMI. Básicamente lo que se hace es crear un *shortcut* para indicarle al programa de donde debe leer los datos, qué tipo de red, que controlador y qué tipo de comunicación debe utilizar para poder direccionar los tags hacia las pantallas configuradas. En la figura 48 se observa que se ha creado el shortcut llamado *SeparadorA* siguiendo una ruta por la red Ethernet – ControlNet hasta encontrar el controlador que ya ha sido instalado en campo con el nodo 5 configurado en su tarjeta ControlNet local.

Figura 48. Shortcut de comunicación para la aplicación de diseño



4.2.3.2 HMI Tags. Una vez creada la ruta de comunicación procedemos a crear la base de datos de tags para el HMI, procedimiento similar al seguido en el software de diseño de la lógica ladder. Se selecciona el nombre del tag, tipo (digital o analoga), descripción y el origen del dato que en este caso es el shortcut anteriormente configurado. La figura 49 ilustra los pasos para la creación de los tags.

4.2.3.3 Displays. Para el monitoreo local del equipo se crean diferentes pantallas donde el operador puede interactuar con el proceso y realizar cambios en los setpoints de los PID's, manipulación de las válvulas de control y la válvula de shutdown, ver tendencias, etc. y visualizar los valores límites para la activación de las alarmas. En total se crean 8 pantallas cada una con un propósito diferente y pueden ser accedidas pulsando las diferentes teclas presentes en el HMI. Las pantallas de la aplicación en ejecución se muestran en el Anexo A.

⊕ Pantalla Proceso

Esta es la pantalla principal donde se observa la operación del separador con sus tres lazos de control y cada uno con la opción de operación manual o automático presionando la tecla correspondiente en la casilla MD e igualmente para el setpoint. Cuando se alcanza un nivel de alarma ya se bajo, bajo bajo, alto o alto alto, se despliega en la pantalla de forma intermitente y en color rojo el tag correspondiente al instrumento cuya variable ha alcanzado dicho nivel y desaparece una vez su valor se normaliza. Adicionalmente, se observa un recuadro donde se visualizan las

variables del medidor de flujo de gas que se comunica por protocolo MODBUS las cuales son solo de carácter visual. Desde la pantalla principal se puede navegar hacia las otras pantallas presionando la tecla correspondiente según sea el caso, por ejemplo, al presionar la tecla F1 se despliega la pantalla donde se visualizan los límites de las alarmas de la diferentes variables, al presionar la tecla F5 se despliega la pantalla donde se pueden ver simultáneamente las tres variables de los tres lazos de control (variable de proceso, setpoint y variable controlada), al presionar la tecla F4 se despliega la pantalla para la operación de la válvula de shutdown y así sucesivamente.

En la figura 50 se puede observar la pantalla principal de proceso y sus diferentes acciones en la perspectiva de diseño.

Figura 49. Creación de HMI Tags

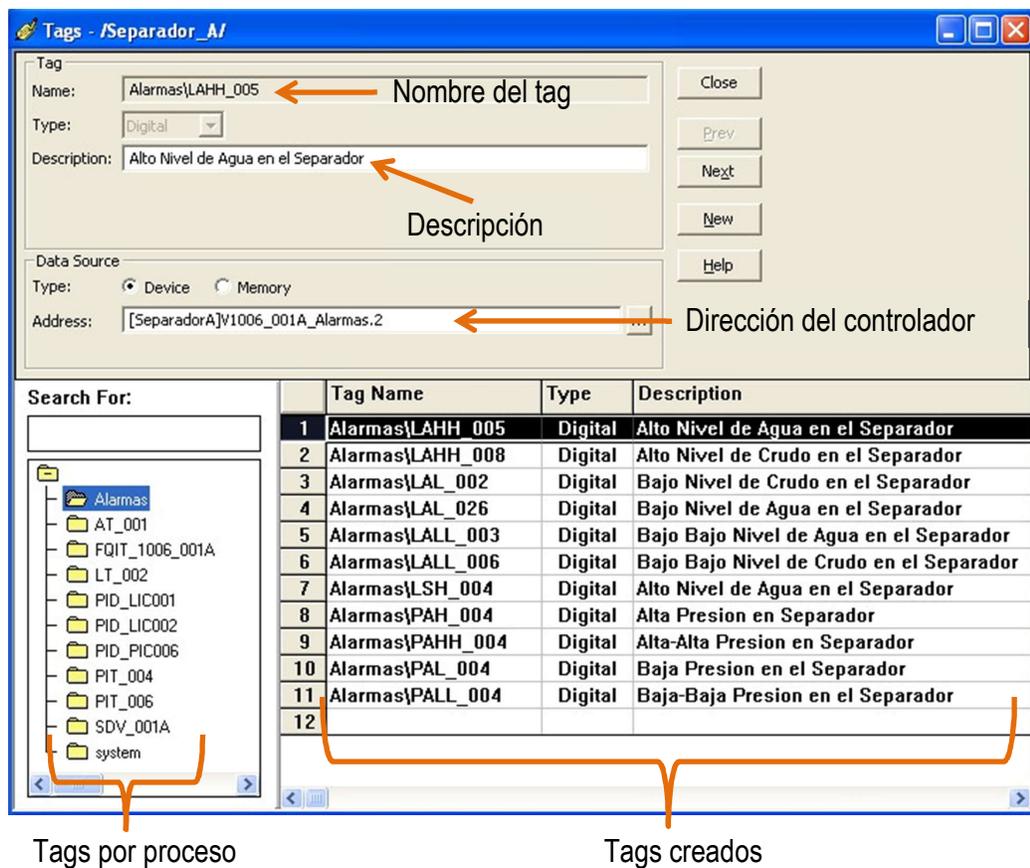
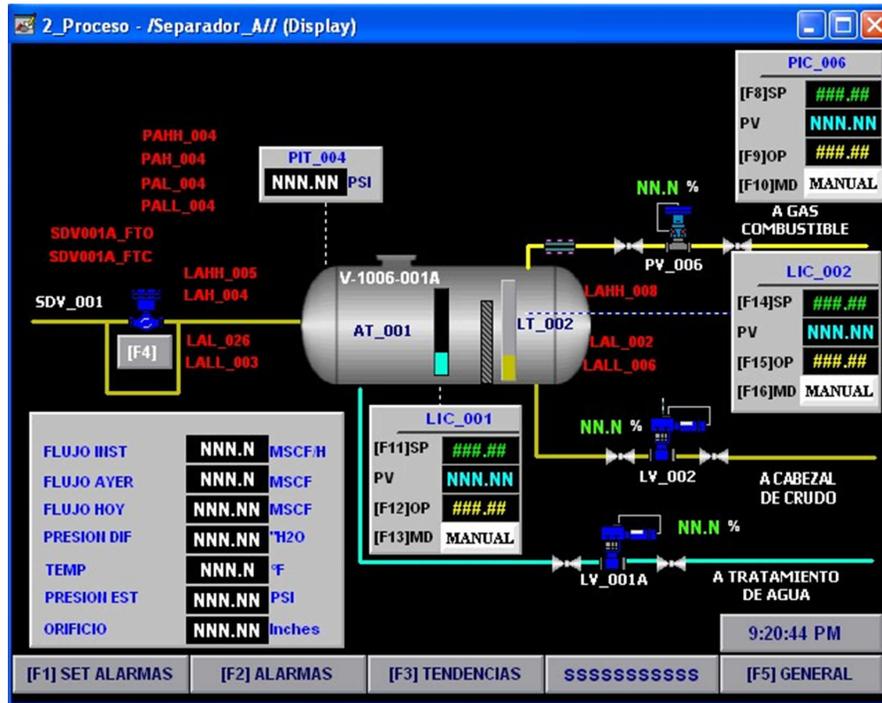


Figura 50. Diseño pantalla principal



⊕ Pantalla Set Alarmas

En esta pantalla se visualizan las variables de nivel y presión que generan algún tipo de alarma y actúan directamente sobre la válvula de shutdown al alcanzar un nivel configurado ya antes mencionado. Se despliega la unidad de ingeniería configurada en el instrumento, el rango de medida y los límites de alarma. Esta pantalla es solo de carácter visual y el operador de la estación no puede realizar modificaciones en los valores, esta acción solo puede ejecutarla el operador del sistema supervisorio y el ingeniero de control previa autorización y estudio de las variables. La figura 51 ilustra este display.

⊕ Pantalla Alarmas

Aquí se observarán todas las alarmas que se generen dentro del proceso permitiendo al operador reconocerlas una a una o todas al tiempo para normalizar el proceso en caso de falla o para verificar su funcionamiento. Se puede observar la hora y la fecha en que se presentó la alarma, si fue o no reconocida y la descripción para hacerla mas entendible. La pantalla se puede acceder presionando la tecla correspondiente o se presenta automáticamente cuando se genera una alarma. La figura 52 ilustra este display.

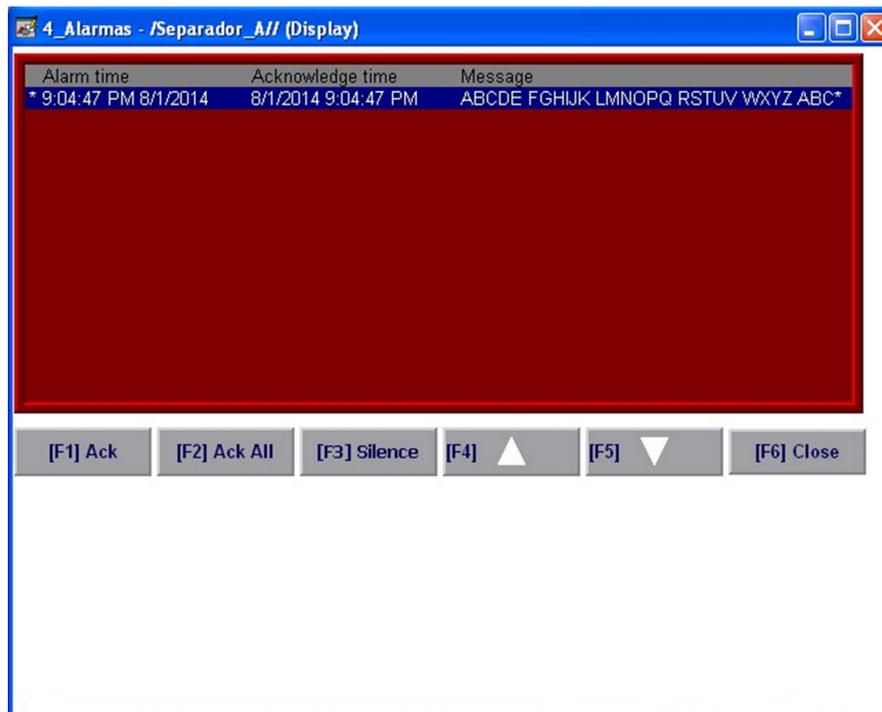
⊕ Pantalla General

Como ya se había mencionado anteriormente, en esta pantalla se visualizan los parámetros de las tres instrucciones PID de forma simultánea. Además permite hacer log in o log out para diferentes

Figura 51. Diseño pantalla Set Alarmas

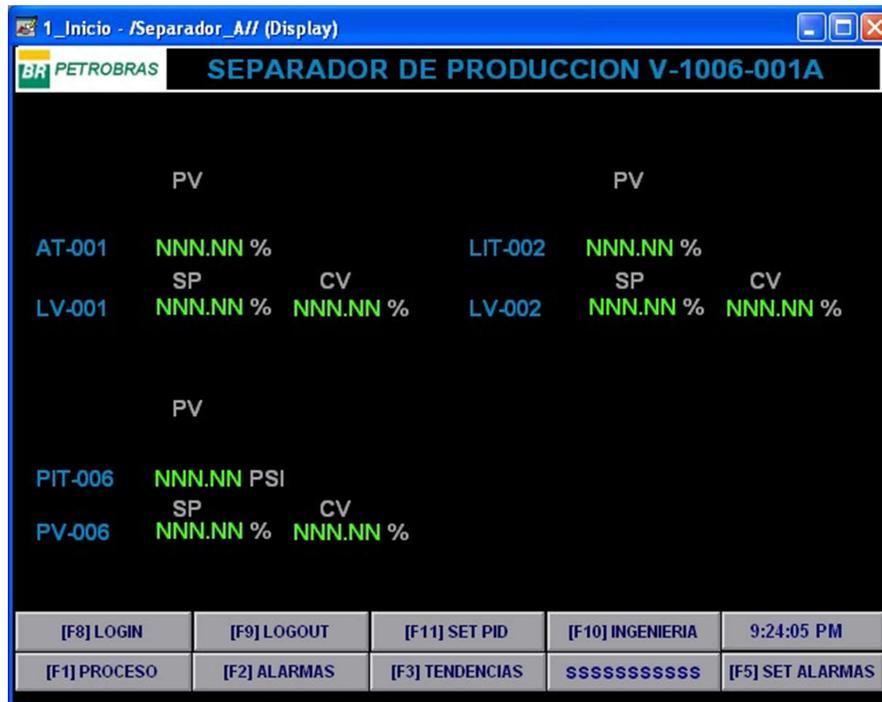


Figura 52. Diseño pantalla Alarmas



usuarios (operador, ingeniería) para realizar cambios en los set de alarmas o modificaciones en la configuración del HMI. Cuando se ingresa el usuario y la contraseña del usuario Ingeniería, se habilitan los botones *Set PID* e *Ingeniería* con los cuales se pueden realizar las modificaciones ya mencionadas. La figura 53 ilustra este display.

Figura 53. Diseño pantalla General



⊕ Pantalla Set PID

Para acceder a este display se debe hacer log in con el usuario Ingeniería desde la pantalla General para habilitar el botón Set PID y presionar la tecla F11. Este display despliega el valor actual de los parámetros Kp, Ki y Kd de las instrucciones PID de los lazos de control y le permite al ingeniero de control ajustarlos para mejorar la respuesta de la variable controlada. La figura 54 ilustra este display.

⊕ Pantalla Tendencias

En este display se grafican de forma simultánea las variables que son de importancia para la operación del separador y que permitirían hacer un diagnóstico en caso de falla. Cada variable posee un color diferente y se grafica continuamente cada segundo almacenando en total 24 horas de información pudiendo navegar en el histórico utilizando las teclas de dirección del HMI. Se grafican las variables de nivel de interface (AT_001), nivel del bolsillo de crudo (LIT_002), presión del separador (PIT_006), flujo salida de gas (FIT_V1006_001A_001), presión salida de gas (PIT_1006_001A_001), temperatura de salida de gas (TIT_1006_001A_001). La figura 54 ilustra este display.

Figura 54. Diseño pantalla Set PID

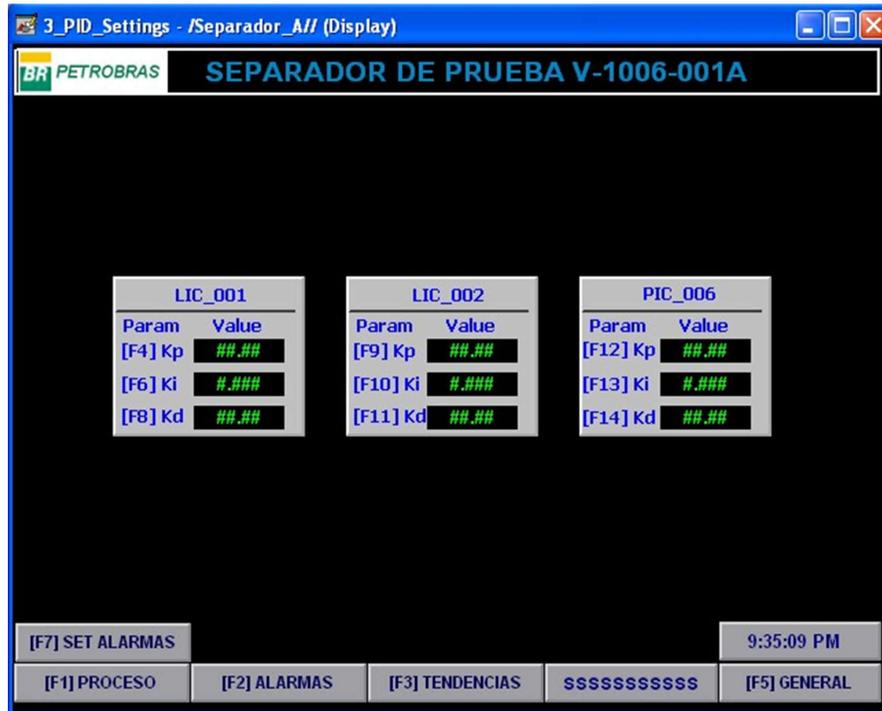
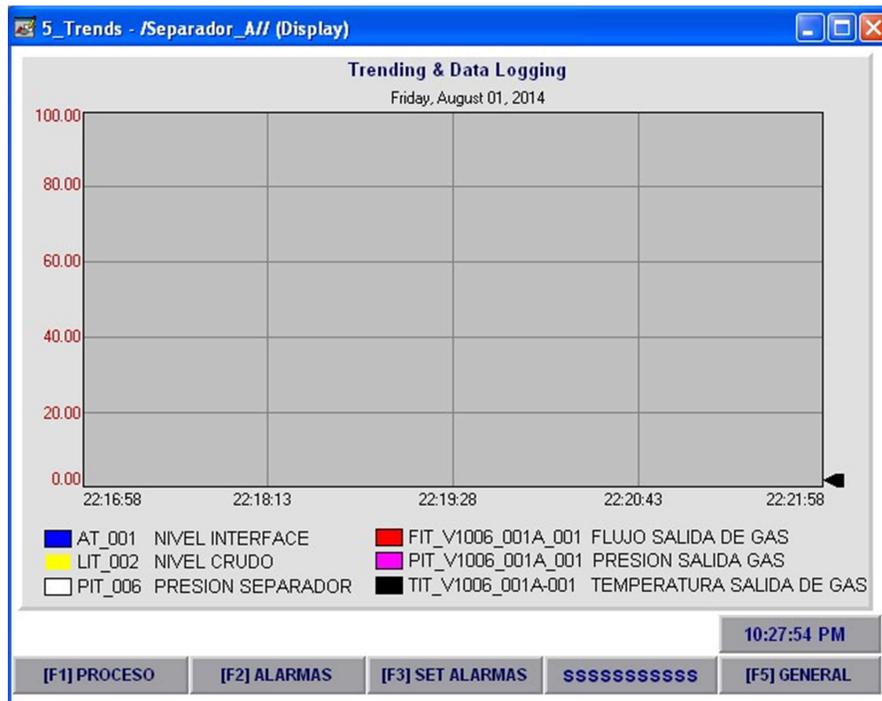


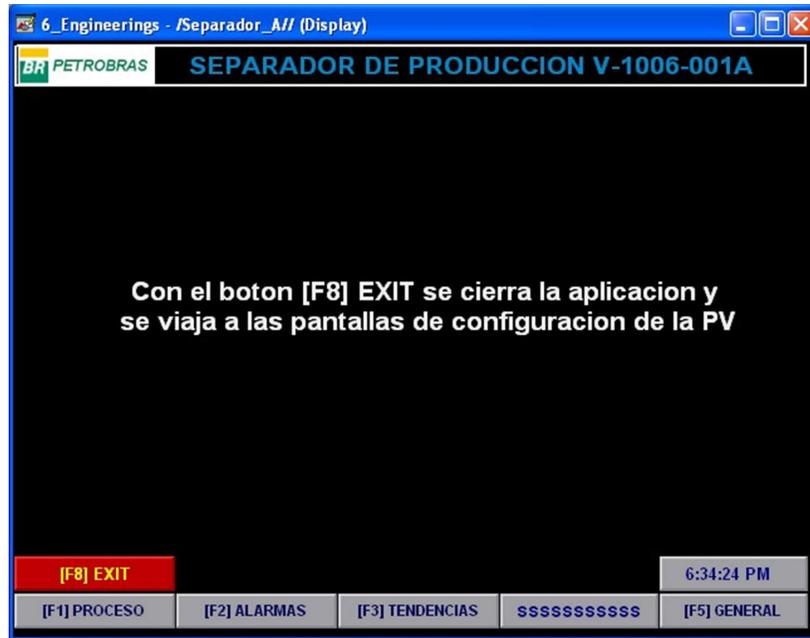
Figura 55. Diseño pantalla Tendencias



⊕ Pantalla Ingeniería

El propósito de esta pantalla es que el ingeniero de control pueda acceder a la configuración del HMI y poder realizar los cambios que considere necesarios. La pantalla presenta un mensaje que le indica al usuario que al presionar la tecla F8 se cerrará la aplicación FactoryTalk View ME Station y se presentará el menú de configuración del panel. La figura 55 ilustra este display.

Figura 56. Diseño pantalla Ingeniería



⊕ Pantalla SDV_001

Con este display se navega a la pantalla para la operación de la válvula shutdown. Se puede dar comando de apertura y cierre y en ejecución los colores de la válvula cambiarán de acuerdo a su estado (rojo=abierta, verde=cerrada, amarillo=falla), además en caso de falla se desplegarán los mensajes correspondientes a falla de apertura o cierre según sea el caso y se podrán normalizar al presionar el botón de reset. La figura 56 ilustra este display.

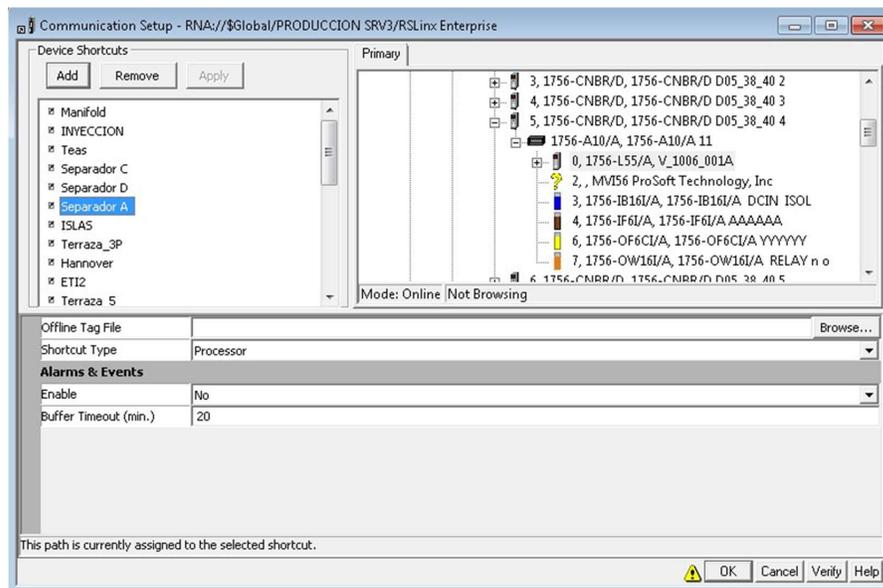
Figura 57. Diseño pantalla SDV_001



4.2.4 Software de diseño de la aplicación del sistema supervisorio. Para el diseño de la aplicación del sistema supervisorio se utiliza el software FactoryTalk View Studio con su complemento Site Edition para aplicaciones distribuidas (aplicaciones de red). El ambiente gráfico es muy similar al complemento anterior donde se diseñó la del HMI con algunas diferencias, como por ejemplo la capacidad de almacenar hasta 500 displays, generar históricos o tendencias de mayor amplitud, realizar diagnósticos, generar aplicaciones redundantes y muchas otras características que permiten construir un sistema supervisorio bastante robusto. Para esta aplicación se realiza una integración al sistema de supervisión ya existente generando las pantallas necesarias para su visualización, monitoreo y manipulación de las variables; el software como ya se mencionó anteriormente, comparte muchas características similares con el complemento anterior y por esa razón solo se explicarán aquellas que difieran a lo ya explicado.

4.2.4.1 Comunicaciones. Debido a que la aplicación se ejecutará de forma remota, la ruta que se utiliza para llegar hasta el PLC es diferente y se configura siguiendo los trazos de la red Ethernet – ControlNet existente y se configura el shortcut *Separador A* como se ilustra en la figura 57.

Figura 58. Shortcut de comunicación con el PLC



4.2.4.2 HMI Tags. La base datos de tags es igual a la aplicación local y se utilizan los mismos nombres y tipo de datos apuntando a las direcciones correspondientes en el PLC. Existen diferencias en la lógica que se configuran para diferenciar los comandos desde el sistema supervisorio y el panelview.

4.2.4.3 Displays. Como ya se mencionó anteriormente, se tuvo que incluir la aplicación diseñada con la aplicación ya existente y para ello se crearon las siguientes pantallas:

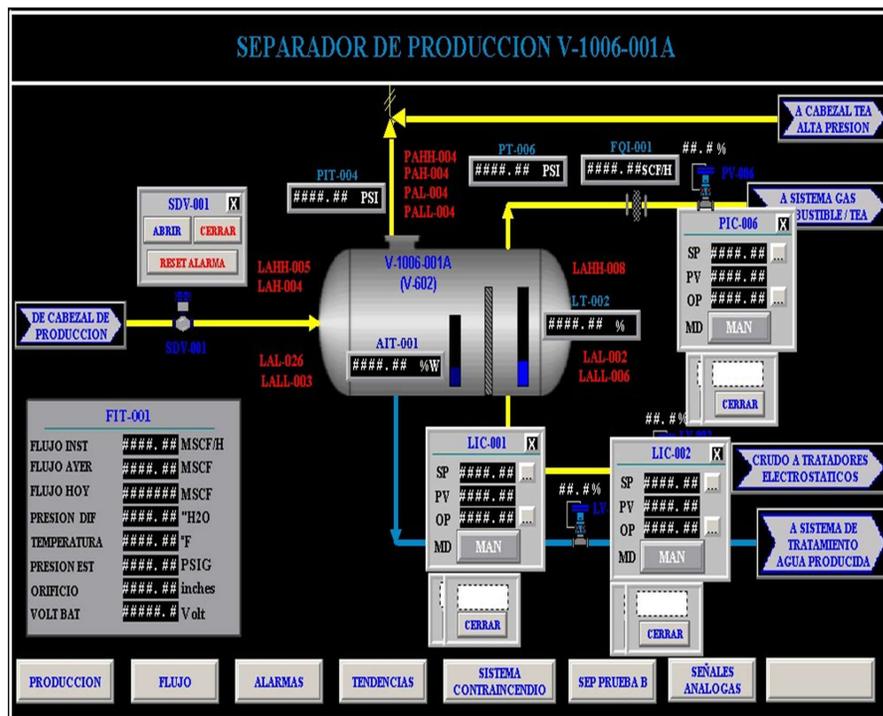
⊕ Pantalla Menú Principal

Cuando el operador ejecuta la aplicación cliente en el PC de supervisión, se despliega como pantalla de inicio un menú principal desde donde se puede acceder a todos los procesos que tiene a su cargo, que en este caso son las facilidades de producción. Para acceder a la aplicación del separador, como primer paso se debe dar clic en el botón “Menú Separadores y Tratadores” para desplegar una pantalla donde se observa de forma general todos los separadores y tratadores de la estación y sus variables mas representativas; luego se ubica el cursor del mouse sobre el separador del proyecto V1006_001A y se da un clic para ingresar a la pantalla de proceso. La figura 58 ilustra con los recuadros de colores los pasos descritos.

⊕ Pantalla de Proceso

Tiene la misma estructura que la pantalla del HMI local con la diferencia que las ventanas donde se muestra la información de las instrucciones PID estan programadas para estar ocultas cuando se ejecuta la aplicación y se accede a ellas haciendo clic sobre cualquiera de las tres válvulas de control. La figura 59 ilustra este display.

Figura 59. Diseño pantalla Proceso



⊕ Pantalla Alarmas

Se realiza la integración al display ya existente que despliega en pantalla las alarmas de todos los procesos de la estación. Aquellas señales críticas que generan impacto sobre la válvula de shutdown, adicionalmente activan una alarma visual y sonora tipo sirena que da aviso auditivo al personal presente en la estación de una condición anormal de proceso. Desde esta pantalla pueden reconocerse las alarmas, silenciar e inhabilitar la sirena. La figura 60 ilustra este display.

Figura 59. Diseño pantallas Menú Principal y Menú Separadores-Tratadores

MENU PRINCIPAL

MANFOLD DE RECIBO	TEA DE ALTA PRESION	VIEJO SISTEMA CONTRAINCENDIO	GAS BALANCE SEPARADORES
TEA DE BAJA PRESION	BYPASS ALARMAS T7/T6	TANQUES DE PRUEBA NUEVOS	BYPASS ALARMAS
AIRE DE INSTRUMENTOS	TANQUE DE CRIDO FUERA DE ESPECIFICAC.	K.O. DRUM ALTA Y BAJA PRESION TEMP.	SISTEMA GAS INYECCION
MENU SEPARADORES Y TRATADORES	TERRAZA 5	TERRAZA 3	SPARE
SALIR			

Wednesday, July 23, 2014 4:22:01 PM

MENU
ALARMAS
TENDENCIAS
NUEVO SISTEMA CONTRAINCENDIO
PLANTA BAWER FASE 1
PLANTA BAWER FASE 2
PLANTA BAWER INTEGRACION



Figura 60. Diseño pantalla de Proceso

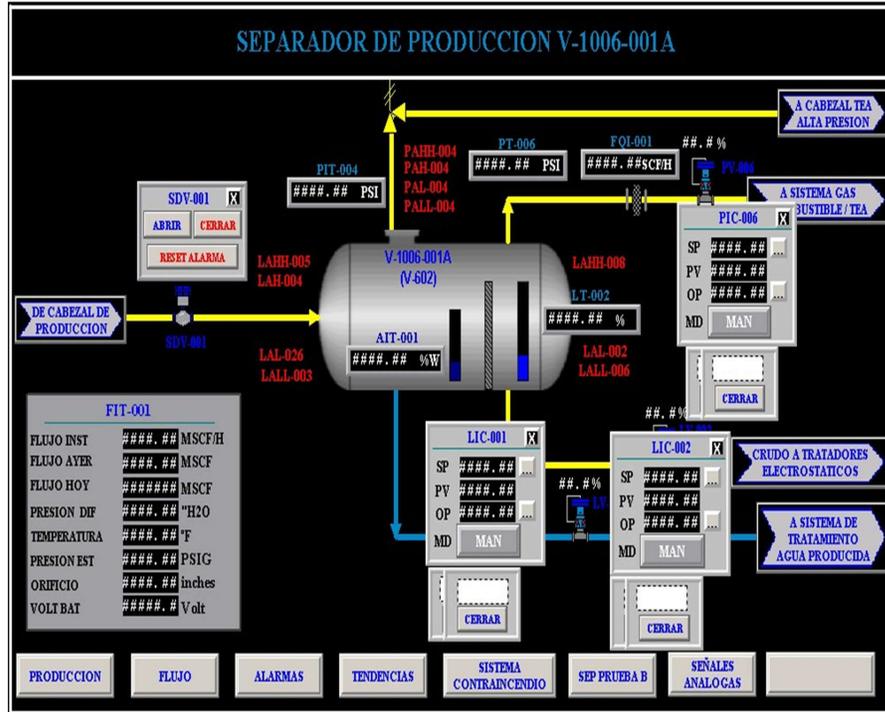


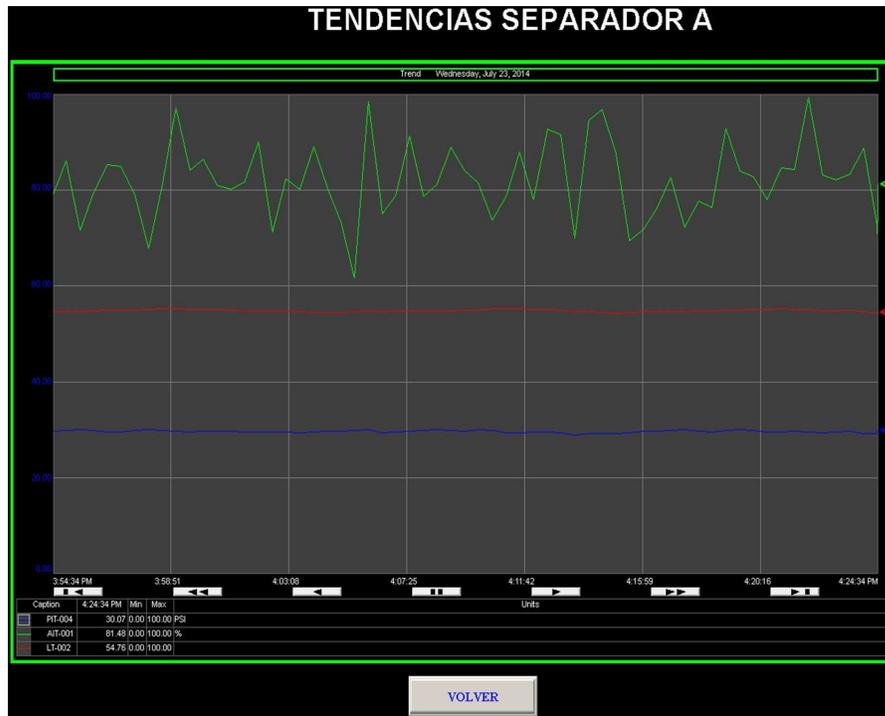
Figura 61. Diseño pantalla Alarmas



⊕ Pantalla Tendencias

El diseño de la pantalla es igual al del HMI local con la diferencia que solo se grafican las tres variables críticas del separador que son presión, nivel de interfase y nivel del bolsillo de crudo. La tendencia se almacena por log's de un mes de duración y pueden ser visualizados en cualquier momento para el diagnóstico y detección de fallas. La figura 61 ilustra este display.

Figura 62. Diseño pantalla tendencias



Las pantallas de la aplicación en ejecución se pueden observar en el Anexo B.

5. CONCLUSIONES

- ⊕ Con el desarrollo de este proyecto se demostró la importancia de la automatización de procesos en la cadena de tratamiento del petróleo crudo, obteniendo unos excelentes resultados en la separación del fluido polifásico en sus tres fases sin tener afectación al proceso, los equipos o la vida humana.
- ⊕ Es de vital importancia conocer detalladamente todos los equipos e instrumentos al momento de ejecutar un proyecto de automatización ya que de esto depende que el proceso se ejecute adecuadamente para obtener los resultados deseados.
- ⊕ Conocer el principio físico de funcionamiento de la instrumentación es indispensable para poder realizar una correcta configuración del sistema; seleccionar un rango, protocolo de comunicación, tipo de sensor o transmisor inadecuado conlleva a pérdidas económicas para la empresa al tener un sistema que trabaja irregularmente o fuera de los parámetros establecidos.
- ⊕ Es muy importante generar un plan de trabajo al momento de diseñar un sistema SCADA que permita desglosar detalladamente todos los elementos que integrarán el sistema y la forma en que interactúan entre ellos. Implementar una estrategia que permita trabajar secuencialmente cada uno de los procesos atendiendo las necesidades del proceso y buscando los resultados deseados ayuda a brindar una alta confiabilidad y seguridad para los usuarios que interactúan directamente con la aplicación.
- ⊕ La extensa investigación acerca del tema, permitió conocer a fondo la suite de software ofrecida por Rockwell Automation en la línea de control de procesos y sistemas SCADA obteniendo un invaluable conocimiento y permitiendo manejar de manera fluida todo lo relacionado al tema en cuestión.

6. RECOMENDACIONES

- ⊕ Se debe realizar un cambio en la sonda del sistema de medición de interfase, ya que la longitud de la actual es muy corta haciendo que la zona de detección sea pequeña con respecto al área de medición, lo que conlleva a variaciones repentinas y bruscas en la variable de proceso lo que hace muy difícil de sintonizar el lazo de control y tener una respuesta óptima de la variable controlada.
- ⊕ Es necesario establecer un plan de mantenimiento tanto de la vasija como de la instrumentación que permita eliminar los excesos de sedimentos que se depositan en su interior y realizar pruebas a todos los instrumentos para verificar su calibración.
- ⊕ Se requiere instalar un sistema que proteja la pantalla del HMI local de la exposición al sol ya que la actual es insuficiente y puede generar daño en su funcionamiento.
- ⊕ Para evitar operaciones erróneas del equipo, se ha realizado una capacitación a los operadores involucrados para explicarles detalladamente su funcionamiento y correcta operación. Adicionalmente, se diseñó un procedimiento escrito para el correcto arranque y puesta en marcha del equipo.

BIBLIOGRAFÍA

LIBROS

OTERO RAMOS, Jesús Enrique. Instrumentación Industrial en Instalaciones Petroleras. 2008.

CREUS SOLÉ, Antonio. Instrumentación Industrial, 8ª Edición. Marcombo S.A., Barcelona, España, 2010

ARTICULOS INSTITUCIONALES

ROCKWELL AUTOMATION. FactoryTalk View ME User Guide. Actualización marzo 24 de 2013. Estados Unidos.

ROCKWELL AUTOMATION. FactoryTalk View SE User Guide. 2013. Estados Unidos.

ROCKWELL AUTOMATION. RSLogix500 Controllers Common Procedures . Actualización junio de 2009. Estados Unidos.

ROCKWELL AUTOMATION. ControlNet Coax Media Planning and Instalation Guide . Actualización Diciembre de 2013. Estados Unidos.

ENLACES

<http://www.rockwellautomation.com>

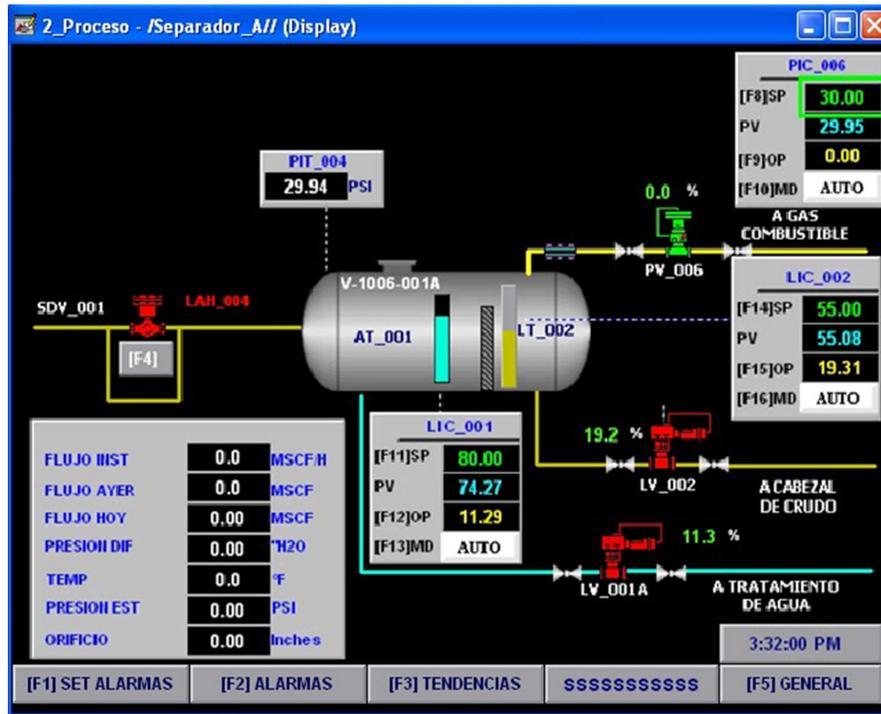
<http://www.wikipedia.com>

http://www.plcdev.com/allen_bradleys_plc_programming_handbook

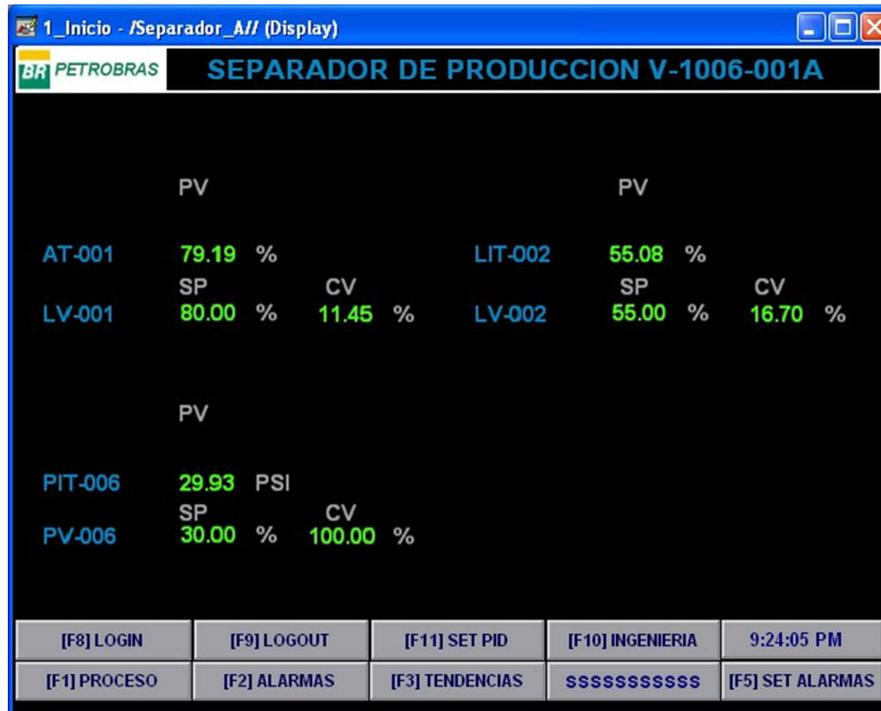
<http://www.emersonprocess.com>

<http://www.agarcorp.com>

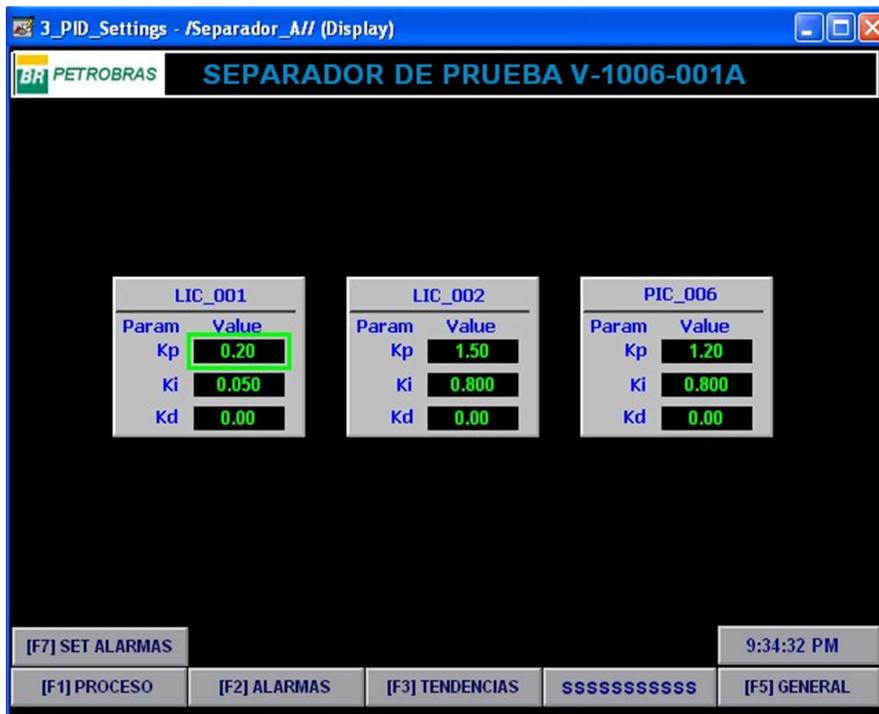
ANEXO A. Pantallas de la aplicación del HMI en ejecución



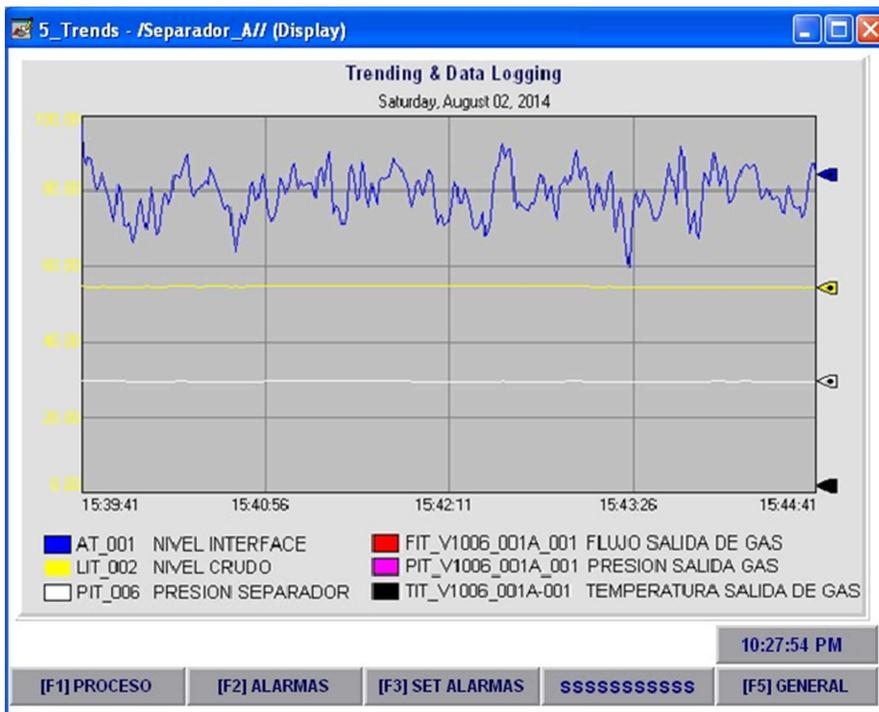
Pantalla de Proceso



Pantalla General



Pantalla Set PID



Pantalla Tendencias

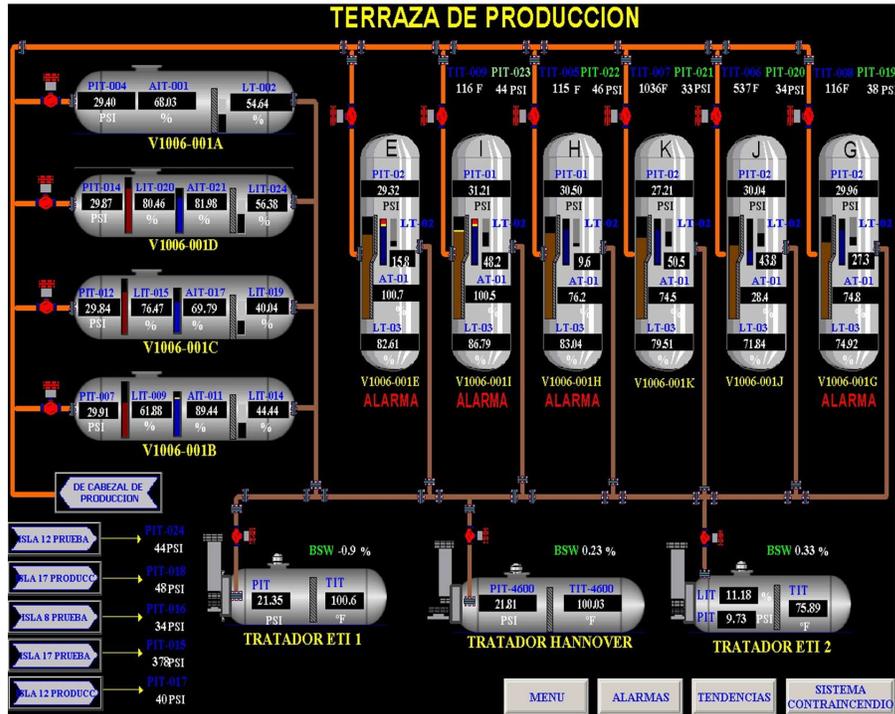


Pantalla Alarmas

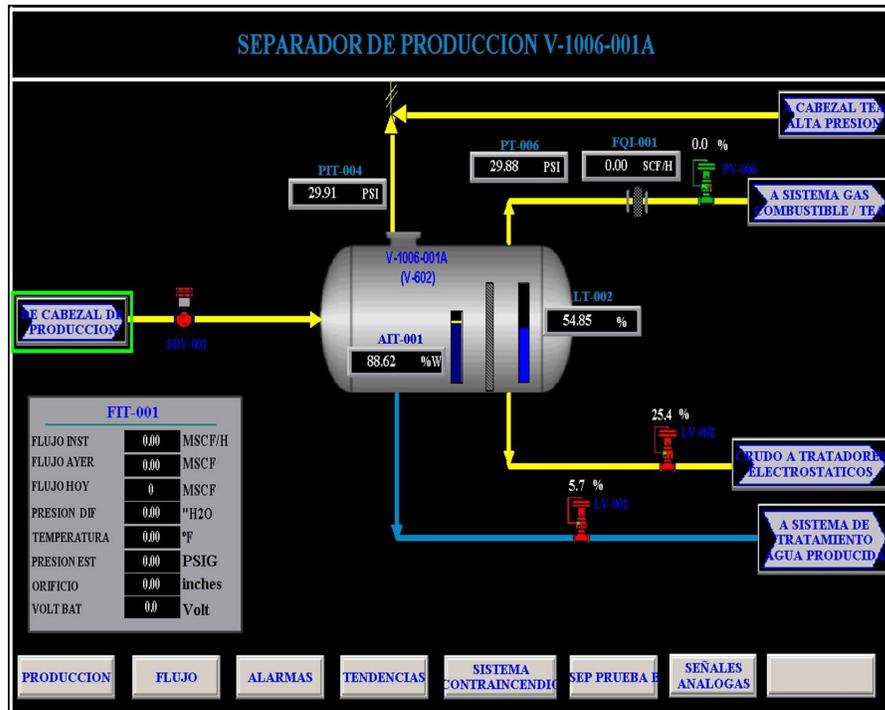


Pantalla SDV_001

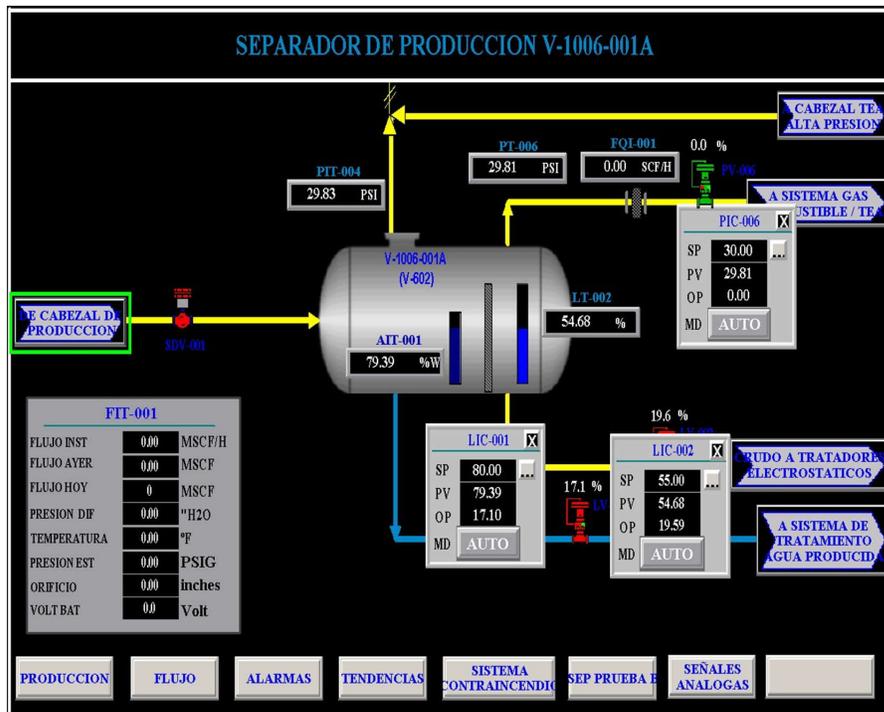
ANEXO B. Pantallas de la aplicación de supervisión en ejecución



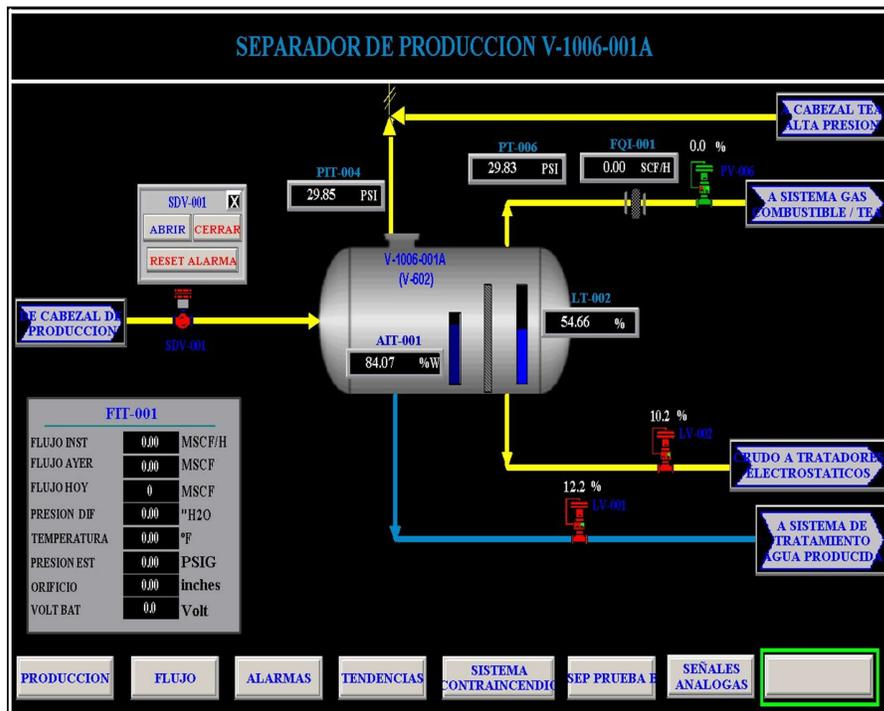
Pantalla menú separadores y tratadores



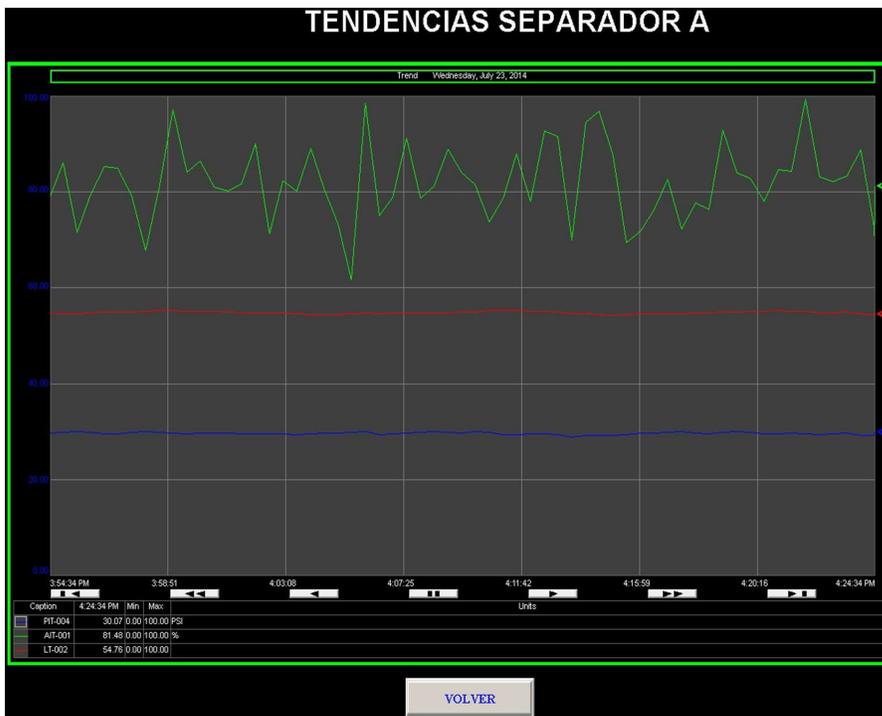
Pantalla de Proceso



Pantalla de Proceso con despliegue de PID's



Pantalla de Proceso con despliegue de SDV_001



Pantalla tendencias

RESUMEN DE ALARMAS

Tagname	Tag Description	Tag Value	Alarm Date	Alarm Time	Ack Time
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	75.3865	23/07/2014	04:27:45 p.m.	
ETALARMASJLAL_002	LOW OIL CONTROL ALARM	1	23/07/2014	04:27:42 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	82.3616	23/07/2014	04:27:42 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	75.776	23/07/2014	04:27:41 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	84.4658	23/07/2014	04:27:39 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	75.8113	23/07/2014	04:27:37 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	83.3391	23/07/2014	04:27:35 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	75.8702	23/07/2014	04:27:34 p.m.	
ETALARMASJLAL_003	COALESCING SECTION LOW WATER LEVEL 7.875	0	23/07/2014	04:27:32 p.m.	
ETALARMASJLAL_002	LOW OIL CONTROL ALARM	1	23/07/2014	04:27:30 p.m.	
ETALARMASJLAL_003	COALESCING SECTION LOW WATER LEVEL 7.875	0	23/07/2014	04:27:30 p.m.	
ETALARMASJLAL_003	COALESCING SECTION LOW WATER LEVEL 7.875	0	23/07/2014	04:27:28 p.m.	
ETALARMASJLAL_003	COALESCING SECTION LOW WATER LEVEL 7.875	1	23/07/2014	04:27:26 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	84.4187	23/07/2014	04:27:23 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	75.0635	23/07/2014	04:27:20 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	80.2122	23/07/2014	04:27:19 p.m.	
ETALARMASJLAL_002	LOW OIL CONTROL ALARM	1	23/07/2014	04:27:16 p.m.	
SEPARADOR_EJAI_MONITOREOIA	Señal de Presion Separador E de Produccion	29.9459	23/07/2014	04:27:12 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	76.4964	23/07/2014	04:27:11 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	82.6089	23/07/2014	04:27:10 p.m.	
Alarm_tags/PAL-10570013	PRESION GAS COMBUSTIBLE BAJA TERRAZA 5	0	23/07/2014	04:27:08 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	75.3638	23/07/2014	04:27:07 p.m.	
ETALARMASJLAL_002	LOW OIL CONTROL ALARM	0	23/07/2014	04:27:06 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	82.7757	23/07/2014	04:27:05 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	76.5199	23/07/2014	04:27:03 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	80.3987	23/07/2014	04:27:01 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	77.4641	23/07/2014	04:26:59 p.m.	
ETALARMASJLAL_003	COALESCING SECTION LOW WATER LEVEL 7.875	0	23/07/2014	04:26:58 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	82.3675	23/07/2014	04:26:57 p.m.	
ETALARMASJLAL_003	COALESCING SECTION LOW WATER LEVEL 7.875	1	23/07/2014	04:26:56 p.m.	
ETALARMASJLSD_002	LOW LOW OIL LEVEL CONTROL SHUTDOWN	0	23/07/2014	04:26:54 p.m.	
ETALIC_002_LIT_002	OIL OUTLET LEVEL	2.09687	23/07/2014	04:26:54 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	75.9684	23/07/2014	04:26:54 p.m.	
SEPARADOR_HJAI_MONITOREOIA	Señal de Interfase Separador H Produccion	81.9877	23/07/2014	04:26:49 p.m.	

TOTAL ITEMS EN RESUMEN: 2000 NO reconocidas **999** **ALARM ON** **ALARM OFF**

MENU PRINCIPAL

ILENCIAR ALARMA SONORA

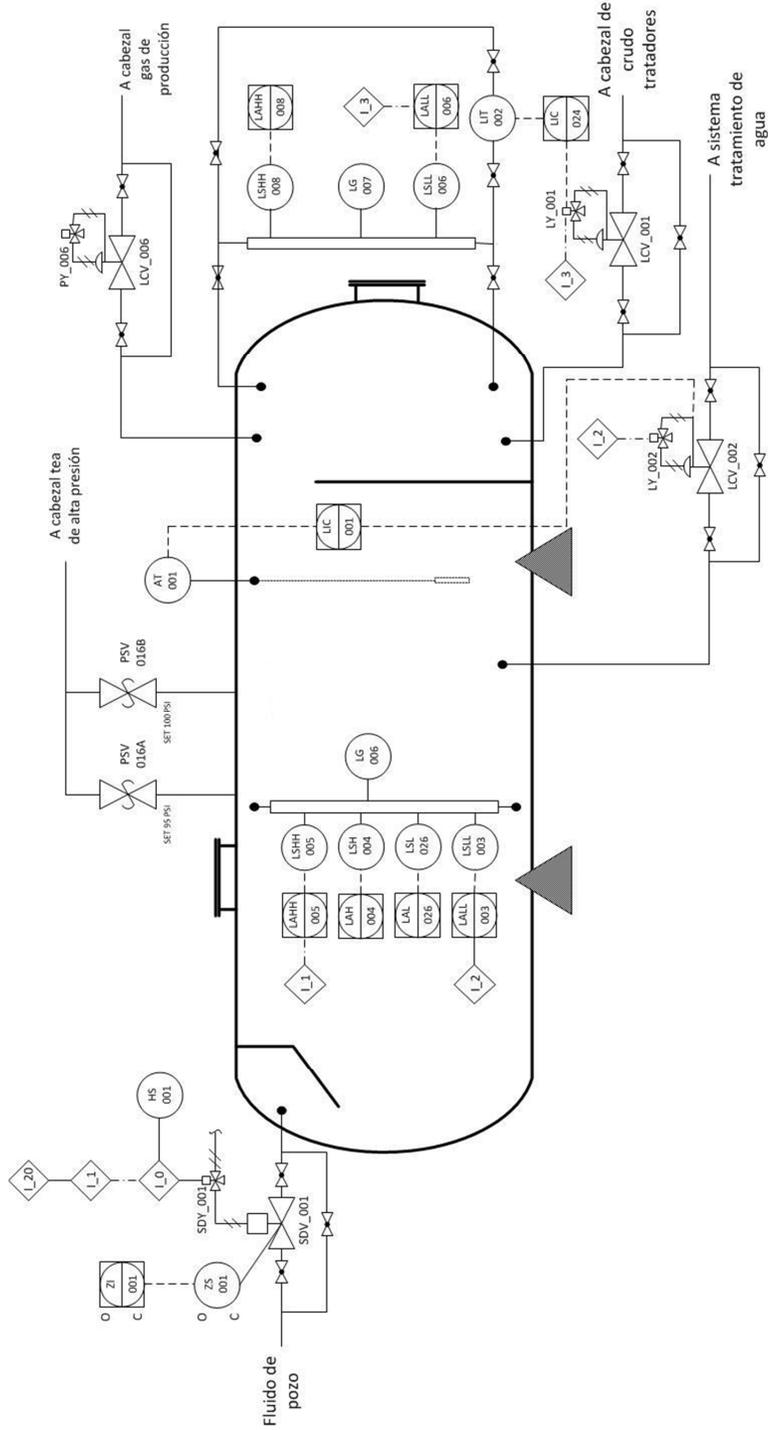
SILENCIAR ALARMA CRITICA

BALIZA

Pantalla Alarmas

ANEXO C. Planos P&ID de los lazos de control del separador

⊕ Lazo de control de nivel de interfase y bolsillo de crudo



⊕ Lazo de control de presión

