

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



**FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y
COMPUTACIÓN**

TESINA DE SEMINARIO

**“SIMULACION DEL CONTROL DE UN SEPARADOR DE
PRODUCCIÓN TRIFÁSICO DE PETRÓLEO.”**

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN ELECTRÓNICA Y
AUTOMATIZACIÓN INDUSTRIAL**

PRESENTADO POR:

**MIGUEL ELÍAS MENDOZA BARAHONA
JUAN CARLOS RUEDA VILLÓN**

Guayaquil – Ecuador

2011

AGRADECIMIENTO

A todas las personas que colaboraron en la realización de esta obra, en especial a nuestros padres y esposas por contar con su apoyo incondicional y a nuestra Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación.

.

DEDICATORIA

A MIS PADRES Y MIS
HERMANOS QUIENES
SIEMPRE ME APOYARON

A MI ESPOSA INGRID MI
SOPORTE Y AYUDA
INCONDICIONAL

A MIGUELITO MI HIJO POR
SER MI ALEGRIA Y MI EMPUJE

Miguel Elías Mendoza Barahona

DEDICATORIA

A MI MADRE, MI EJEMPLO

A MI ABUELA POR SU LUZ

A MI PAPA FRANCISCO

A MI FAMILIA

A MI ESPOSA, MI PAZ

A NUESTRO BEBE

A LA VIDA POR LA LECCION

Juan Carlos Rueda Villon

TRIBUNAL DE SUSTENTACION

Ing. Holger Cevallos
PROFESOR DEL SEMINARIO

Ing. Efren Herrera
PROFESOR DELEGADO
DEL DECANO

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta tesina, nos corresponde exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de graduación de la ESPOL).

Miguel Elías Mendoza Barahona

Juan Carlos Rueda Villón.

RESUMEN

El presente trabajo tiene como finalidad describir la simulación del control de un separador trifásico de petróleo, dicho control fue elaborado utilizando módulos de Labview, a los cuales se les dará énfasis durante el desarrollo de esta tesis.

El objetivo es ponerlo a consideración como una alternativa o respaldo válido y seguro, a los controles clásicos de separadores de petróleo.

Para ello se han tomado todas las consideraciones posibles de seguridad, nivel de operación, control de variables, matrices de causa – efecto, etc.

En el capítulo uno se aclarará conceptos de tipos de separadores en la industria petrolera y se hará el planteamiento del problema y la descripción de nuestra solución.

En el capítulo dos se explicarán los elementos de Labview que utilizaremos en la simulación de la solución planteada, los niveles de seguridad y las variables de control.

En el capítulo tres se describirá cómo se desarrollará el programa de control y monitoreo del separador, cada uno de los controladores PID involucrados, se presentarán gráficos de monitoreo, alarmas y setpoint, con un análisis final de causa efecto.

En el capítulo cuatro se tabularán, describirán y explicarán los resultados obtenidos y se presentarán varias gráficas de pantallas de simulaciones, como antesala para nuestra conclusión.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	I
INDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
INDICE DE FIGURAS.....	V
INDICE DE TABLAS.....	VI
INTRODUCCIÓN.....	1

1. GENERALIDADES

1.1. Separadores de producción en la industria Petrolera.....	2
1.1.1. Clasificación de Separadores según sus fases.....	4
1.1.2. Clasificación de Separadores según su posición instalada.....	7
1.2. Descripción del problema y planteamiento de implementación con Labview.....	12
1.2.1. Situación Actual.....	12
1.2.2. Planteamiento de la Solución.....	12

2. DISEÑO DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN

2.1. Elementos que intervienen en el control del separador Trifásico de producción de petróleo.....	14
2.1.1. Módulo PID.....	14
2.1.2. Módulo DCS.....	21
2.1.3. Módulo DAQ.....	22
2.1.4. Matrices de Comparación.....	25
2.2. Variables del separador trifásico.....	26
2.2.1. Transductores de presión.....	26
2.2.2. Medidores de Nivel.....	28
2.2.3. Medidores de Caudal.....	31
2.3. Tendencias de las Variables de Procesos.....	37

3. DESARROLLO DEL PROGRAMA DE CONTROL Y MONITOREO

3.1. Acceso a funciones de control mediante niveles	39
3.1.1. Nivel de acceso por defecto.....	40

3.1.2. Nivel de acceso Operador.....	41
3.1.3. Nivel de Acceso Ingeniería.....	42
3.2. Control PID de Niveles y presión del Separador trifásico.....	42
3.2.1. Control PID de Nivel de Crudo.....	44
3.2.2. Control PID de Presión.....	45
3.2.3. Control PID de Agua.....	47
3.3. Componentes de Control de PID'S.....	48
3.3.1. Control manual Automático de PID'S.....	48
3.3.2. Ingreso y manejo de Constantes de PID (Kp, Ki, Kd).....	49
3.3.3. Control de Variable de salida de PID.....	50
3.4. Gráfico de monitoreo de Variables de Proceso de PID.....	51
3.5. Alarmas de Monitoreo y Control.....	52
3.5.1. Alarmas y puntos de ajustes de operación de Nivel de Agua..	53
3.5.2. Alarmas y puntos de ajustes de operación de nivel de Crudo.	54
3.5.3. Alarmas y puntos de ajustes de operación de Presión.....	54
3.5.4. Interruptor de alarma de alto y alto alto del nivel de separador.....	55
3.5.5. Válvula de Bypass de control on-off principal.....	56
3.5.6. Válvula de control Porcentual.....	56

4. SIMULACIONES Y RESULTADOS

4.1. Recursos de Simulación.....	58
4.2. Pantallas y constantes implementadas en el sistema de control.....	60
4.2.1. Control PID del Nivel de Interface.....	60
4.2.2. Control PID del nivel de Crudo.....	61
4.2.3. Control PID de presión.....	62

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones.....	64
-----------------------	----

ANEXOS

Anexo A.....	66
--------------	----

BIBLIOGRAFÍA.....	67
-------------------	----

ABREVIATURAS

PLC	CONTROLADOR LOGICO PROGRAMABLE
HMI	INTERFAZ HOMBRE MAQUINA
OPC	LENGUAJE PARA EL CONTROL DE PROCESOS
DSC	DATOS Y CONTROL SUPERVISADO
DAQ	ADQUISICION DE DATOS Y SEÑALES
PC	COMPUTADORA PERSONAL
A/D	CONVERTIDOR ANALOGICO DIGITAL
D/A	CONVERTIDOR DIGITAL ANALOGICO
BAR	UNIDAD DE PRESIÓN, APROXIMADAMENTE IGUAL A UNA ATMÓSFERA
ml/s	MILILITROS POR SEGUNDO, UNIDAD DE CAUDAL
m ³ /s	METROS CUBICOS POR SEGUNDO, UNIDAD DE CAUDAL
F.E.M.	FUERZA ELECTRO MOTRIZ
mm	MILIMETROS, UNIDAD DE LONGITUD
NC	NORMALMENTE CERRADA
psi	LIBRA-FUERZA POR PULGADA CUADRADA
ON	ENCENDIDO
OFF	APAGADO
VI	INSTRUMENTOS VIRTUALES
Kp	CONSTANTE DE PROPORCIONALIDAD DE UN PID

Ki CONSTANTE DE INTEGRACION DE UN PID

Kd CONSTANTE DE DERIVACION DE UN PID

PID CONTROLADOR PROPORCIONAL-INTEGRAL Y
DERIVATIVO

INDICE DE FIGURAS

- Figura 1.1: El petróleo bruto y la importancia de los separadores en la obtención de petróleo refinado.
- Figura 1.2. Separadores bifásicos
- Figura 1.3. Separadores trifásicos
- Figura 1.4. Separadores verticales.
- Figura 1.5: Separadores horizontales
- Figura 2.1. Diagrama en bloques de un control PID.
- Figura.2.2. Bloque PID
- Figura.2.3. Arreglo de Matriz
- Figura.2.4. Transductor de Presión PCE
- Figura.2.5. Medición de Parámetros
- Figura.2.6. Transductores de Presión.
- Figura.2.7. Tubo Venturi.
- Figura.2.8. Flujometro Electromagnético
- Figura.2.9. Flujometro Ultrasonido
- Figura.2.10 Pantalla de Tendencias
- Figura. 3.1 Administrador de cuentas de dominio
- Figura. 3.2 Entorno gráfico para seteo de los PID
- Figura. 3.3 Selector de PID
- Figura. 3.4 Selector de modo
- Figura. 3.5 Manejo de constantes del PID
- Figura. 3.6 Control de variables de salida
- Figura 3.7. Gráfico de monitoreo de variables

- Figura 3.8. Pantalla de fijado del valor de las alarmas
- Figura 3.9. Válvula de tres vías
- Figura 3.10 Distintos tipos de animación implementados
- Figura 4.1 Panel Frontal de VI de simulación de proceso
- Figura 4.2 Diagrama de Bloque de VI de simulación de proceso

INTRODUCCIÓN

Los equipos de separación, como su nombre lo indica, se utilizan en la industria petrolera para separar mezclas de líquidos y gas.

Un separador es un cilindro de acero que por lo general se utiliza para disgregar la mezcla de hidrocarburos en sus componentes básicos, petróleo y gas. Adicionalmente, el recipiente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como la arena y el agua.

Las mezclas de líquido y gas, se presentan en los campos petroleros principalmente por las siguientes causas:

- a) Por lo general los pozos producen líquidos y gas mezclados en un solo flujo.
- b) Hay tuberías en las que aparentemente se maneja sólo líquido o gas; pero debido a los cambios de presión y temperatura que se producen a través de la tubería, hay vaporización de líquido o condensación de gas, dando lugar al flujo de dos fases.
- c) En ocasiones el flujo de gas arrastra líquidos de las compresoras y equipos de procesamiento, en cantidades apreciables.

CAPITULO 1:

GENERALIDADES

1.1. Separadores de producción en la industria Petrolera

Tienen como función separar el agua, el gas y los sedimentos del petróleo. En el caso de la separación del gas del petróleo se utilizan separadores verticales y horizontales, dependiendo de las especificaciones del mismo, este podrá manejar ciertos volúmenes de crudo y de gas a ciertas presiones y etapas de separación. En este tipo de separación, es muy importante tener en cuenta la expansión que se genera cuando el gas se libera del petróleo. También debemos tomar en cuenta que el gas debe salir lo más limpio posible y se logre la mayor cantidad de petróleo.



Figura 1.1: El petróleo bruto y la importancia de los separadores en la obtención de petróleo refinado.

Es muy importante la separación del petróleo del gas, del agua y de los sedimentos que lo acompañan desde el yacimiento. Para realizar la separación del gas del petróleo se emplean separadores del tipo vertical y horizontal, cuya capacidad para manejar ciertos volúmenes diarios de crudo y de gas, a determinadas presiones y etapas de separación, varía de acuerdo a las especificaciones de manufactura y funcionamiento requeridos.

Los separadores se fabrican de acero, cuyas características corresponden a las normas establecidas para funcionar en etapas específicas de alta, mediana o baja presión. En la separación de gas y petróleo es muy importante considerar la expansión que se produce cuando el gas se desprende del petróleo y la función que desempeña la presión. Además, en el interior del separador, a través de diseños apropiados, debe procurarse el mayor despojo de petróleo del gas, de manera que el gas salga lo más limpio posible y se logre la mayor cantidad posible de petróleo.

La separación para una, dos o tres etapas está regulada por factores tales como la presión de flujo en el cabezal del pozo, la presión con que llega a la estación, la relación gas-petróleo, la temperatura y el tipo de crudo.

La última etapa de separación ocurre en los tanques de almacenamiento, donde todavía se desprende gas del petróleo, a una presión levemente mayor o igual a la atmosférica. Además de un

proceso tecnológico, la separación envuelve procurar la mayor obtención de crudo que, por ende, significa la mayor extracción de petróleo del yacimiento y el consiguiente aumento de ingresos.

Cuando la producción está acompañada de cierta cantidad de agua, que además tanto ésta como el petróleo pueden contener elementos corrosivos, entonces la separación involucra otros tipos adicionales de tratamiento como el calentamiento, aplicación de anticorrosivos, demulsificadores, lavado y desalación del crudo, tanques especiales para asentamiento de los elementos nocivos al crudo y al gas y otros procesos que finalmente acondicionen el crudo y el gas producidos para satisfacer las especificaciones requeridas para la entrega y venta a los clientes.

1.1.1. CLASIFICACIÓN DE SEPARADORES SEGÚN EL NÚMERO DE FASES

Los separadores son clasificados de dos fases si separan gas de la corriente total de líquidos y de tres fases si también separan la corriente líquida en sus componentes de petróleo crudo y agua.

La separación para una, dos o tres etapas es regulada por la presión de flujo en el cabezal del pozo, la presión con la cual el fluido llega a la estación, relación gas-petróleo, temperatura y el tipo de crudo que se esté manejando.

Algunas veces los separadores son nombrados depuradoras de gas cuando la relación de la tasa de gas a líquido es muy alta. Algunos operadores

utilizan el término trampa para separadores que manejan el flujo directamente de los pozos.

De todas maneras, todos tienen la misma configuración y sus tamaños son escogidos de acuerdo a los mismos procedimientos.

SEPARADORES BIFÁSICOS

Aunque existen muchas variedades de separadores de dos fases, la mayoría de las unidades utilizadas en campos petrolíferos son diseños convencionales, construidos en configuraciones horizontales o verticales. Los separadores horizontales son más eficientes en tamaño que los tipos verticales, pero tienen una capacidad limitada de oleada y algunas veces no entran fácilmente en las plataformas petrolíferas.

Los fluidos producidos en el cabezal del pozo son mezclas complejas de compuestos de hidrógeno y carbono con densidades y presiones de vapor diferentes, y otras características. La corriente del pozo experimenta reducciones continuas de presión y temperatura cuando sale del yacimiento. Gases se forman de los líquidos, el vapor del agua se condensa, y parte de la corriente del pozo se cambia de líquido a burbujas, neblina y gas libre. El gas lleva burbujas líquidas y el líquido lleva burbujas de gas. La separación física de estas fases es una de las operaciones básicas de la producción, el procesamiento, y el tratamiento de petróleo y gas.

Los separadores de petróleo y gas separan los componentes líquidos y de gas que existen en una temperatura y presión específica mecánicamente, para eventualmente procesarlos en productos vendibles. Un recipiente de separación normalmente es el recipiente inicial de procesamiento en cualquier instalación, y el diseño inapropiado de este componente puede embotellar y reducir la capacidad de la instalación completa.

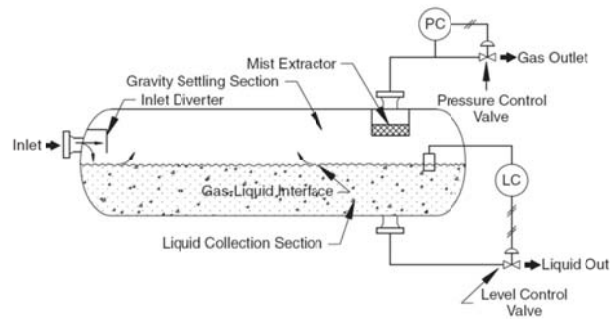


Figura 1.2. Separadores bifásicos.

SEPARADORES TRIFÁSICOS

Estos separadores se diseñan para separar tres fases, constituidas por el gas y las dos fases de los líquidos inmiscibles (agua y petróleo). Lo que indica que estos separadores se diseñan para separar los componentes de los fluidos que se producen en un pozo petrolero.

Por lo general, estos separadores se diseñan en un tamaño grande, ya que deben de garantizar que las fases líquidas (agua y petróleo) salgan del equipo completamente libre una de la otra. Es decir agua sin petróleo, y petróleo sin agua, estos separadores son de gran utilidad en la industria, en vista que los fluidos petroleros, siempre estas conformados por agua, gas y petróleo.

Los separadores se clasifican, también en función a su forma geométrica. En este caso estarán presentes los separadores Verticales; Horizontales y esférico. Estos últimos son unidades compactas, de forma esférica, utilizadas para el gas.

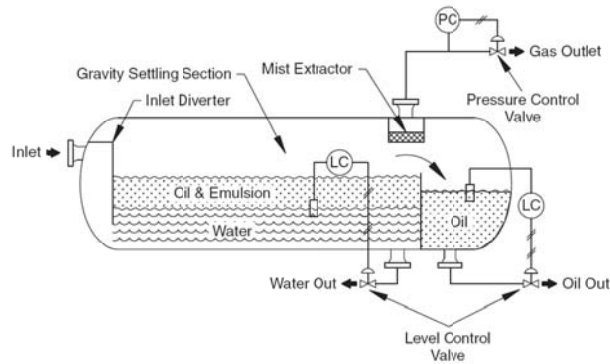


Figura 1.3. Separadores trifásicos.

1.1.2. CLASIFICACIÓN DE SEPARADORES SEGÚN SU POSICIÓN INSTALADA

SEPARADORES VERTICALES

En los separadores verticales, la fase pesada decanta en dirección opuesta al flujo vertical de la fase liviana. Por consiguiente, si la velocidad de flujo de la fase liviana excede a la velocidad de decantación de la fase pesada no se producirá la separación de fases.

El separador vertical, por tener mayor altura, que el separador horizontal, es más fácil manejar el control de nivel, luego se puede señalar que el control de nivel en separador vertical no es crítico, como lo es en el horizontal.

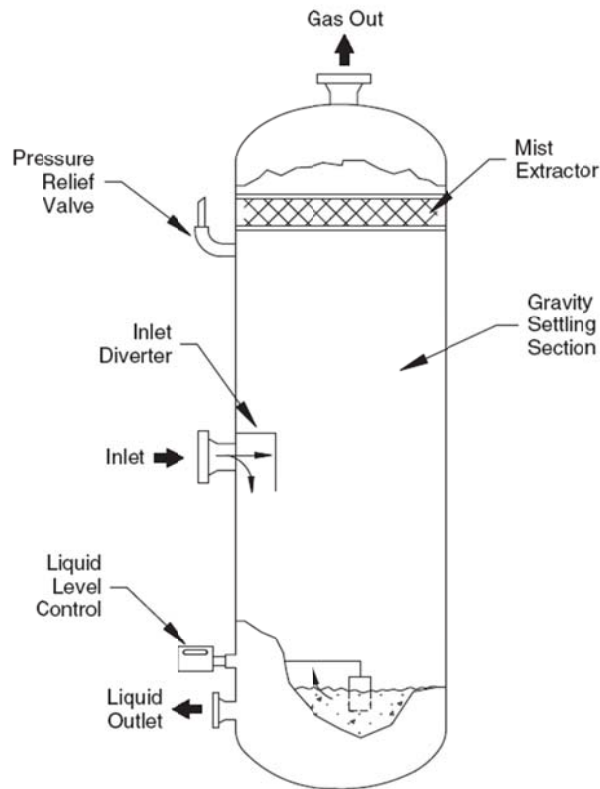


Figura 1.4. Separadores verticales.

Ventajas y desventajas de los separadores verticales

Ventajas

- Por lo normal se emplean cuando la relación gas o vapor- líquido es alta y/o cuando se esperan grandes variaciones en el flujo de vapor/gas.
- Tienen mayor facilidad, que un separador horizontal para el control del nivel del líquido, y para la instalación física de la instrumentación de control, alarmas e interruptores.
- Ocupan poco espacio horizontal.
- Tienen facilidades en remoción de sólidos acumulados.

Desventajas

- El manejo de grandes cantidades de líquido, produce fuertes variaciones en la entrada del líquido, lo que obliga a tener separadores con excesivos tamaños.
- Requieren de mayor diámetro que los separadores horizontales, para una capacidad dada de gas.
- Requieren de mucho espacio vertical para su instalación, lo que provoca problemas de carácter económico, ya que no siempre las instalaciones cuentan con el espacio suficiente, y tienen que comenzar a adquirir terrenos adicionales para la implementación del separador, y de tal forma que su desempeño sea de alta eficiencia, y que las instalaciones no perjudiquen la utilización de otros equipos.

SEPARADORES HORIZONTALES

En los separadores horizontales, la fase pesada decanta perpendicularmente en dirección del flujo de la fase liviana, permitiendo que esta pueda viajar a una velocidad superior a la velocidad de decantación

En los separadores horizontales, la fase pesada decanta perpendicularmente en dirección del flujo de la fase liviana, permitiendo que ésta pueda viajar a una velocidad superior a la velocidad de decantación de la fase pesada discontinua.

Adicionalmente al calificativo por la posición del recipiente separador se le agrega el trabajo que realizan se tendrán separadores horizontales bifásicos o trifásicos. Esta, clasificación estará relacionada, con la posición del recipiente y el número de fases a separar.

En un separador horizontal se puede incrementar con cierta facilidad la capacidad volumétrica, tal como es posible agregar cilindros al separador horizontal, mientras que es imposible hacerlo en un separador vertical. En vista que en el separador horizontal, se puede agregar mecanismos internos, para limpiar las arenas. Luego el manejo de partículas sólidas, se maneja con mayor eficiencia en el separador horizontal. Además en este separador se puede dejar prevista en el diseño, algunos accesorios, como por ejemplo las bocas de visitas apropiadas, que ayudan a eliminar las partículas sólidas.

Cuando el fluido a separar es de carácter espumoso, se recomienda utilizar un separador horizontal, en vista que en este separador, se puede diseñar una fase del separador libre para la espuma, aunque es lógico, que el hecho de añadir una fase para la espuma, hará incrementar el costo del separador.

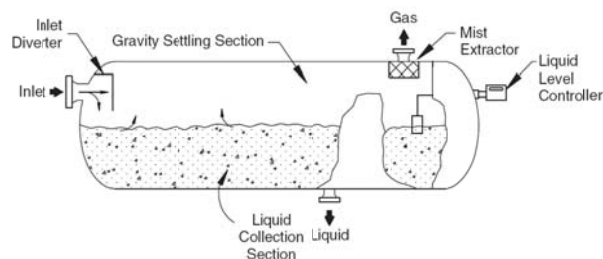


Figura 1.5: Separadores horizontales

Ventajas y desventajas de los Separadores Horizontales

Ventajas

- Por lo normal se emplean cuando la relación gas- líquido es baja
- Requieren de poco espacio vertical para su instalación
- Requieren menor diámetro que un separador vertical, para una capacidad dada de gas
- Manejan grandes cantidades de líquido, optimizando el volumen de operación requerido
- Los volúmenes de retención facilitan la desgasificación del líquido y el manejo de la espuma, si se forma

Desventajas

- Cuando existen variaciones a nivel de la fase pesada afectan la separación de la fase liviana
- Ocupan mucho espacio horizontal
- Es difícil la remoción de sólidos acumulados

1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA Y PLANTEAMIENTO DE IMPLEMENTACIÓN CON LABVIEW

1.2.1. SITUACIÓN ACTUAL

Actualmente en la industria petrolera se emplean equipos de monitoreo y control que son administrado por un PLC, dependiendo de los proceso que este PLC maneje puede ser muy complejo y caro, la marca de PLC más usado en el Ecuador es Rockwell. Además de un PLC se utilizan Interfaces Hombre Máquina (HMI), que le permiten al operador poder monitorear y controlar su proceso.

Estos recursos implican tener dos programas y sus respectivas licencias, además que la implementación deberá ser realizada por un ingeniero en control certificado en el manejo del PLC implementado en la planta, y si a futuro se requiera tener una expansión o agregar líneas de lógica se necesitaría nuevamente dicho ingeniero, esta es siempre una de las grandes desventajas que se tiene al implementar el control con una lógica compleja de PLC.

1.2.2. PLANTEAMIENTO DE LA SOLUCIÓN

En base a los antecedentes revisados en el punto anterior, una solución que se plantea es la implementación de Labview, este software nos brinda la ventaja de tener en un solo software el entorno gráfico (HMI), la configuración y tratamiento de señales, los mismos que una petrolera podría implementar y modificar de ser necesario con su propio personal.

Se implementará bajo las mismas condiciones y exigencias que un HMI exige en una planta petrolera, tales como niveles de acceso, esto es algo importante en toda planta ya que se necesita que solamente personal con experiencia y conocimiento realice las modificaciones necesarias, estos niveles de acceso también permitirán el manejo de PID'S o apertura de válvulas.

El fin de este proyecto es simular el monitoreo y control de un separador trifásico común que se utiliza como una de las primeras fases en el proceso de extracción y tratamiento del petróleo.

CAPITULO 2

DISEÑO DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN

2.1. ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN EL CONTROL DEL SEPARADOR TRIFÁSICO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

2.1.1. MÓDULO PID

Un PID (Proporcional Integral Derivativo) es un mecanismo de control por realimentación 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.

El valor **Proporcional** determina la reacción del error actual.

El **Integral** genera una corrección proporcional a la integral del error, esto nos asegura que aplicando un esfuerzo de control suficiente, el error de seguimiento se reduce a cero.

El **Derivativo** determina la reacción del tiempo en el que el error se produce

La suma de estas tres acciones es usada para ajustar al proceso vía un elemento de control como la posición de una válvula de control o la energía suministrada a un calentador.

Ajustando estas tres variables en el algoritmo de control del PID, el controlador puede proveer un control diseñado para lo que requiera el proceso a realizar. La respuesta del controlador puede ser descrita en términos de respuesta del control ante un error, el grado el cual el controlador llega al "valor de ajuste", y el grado de oscilación del sistema.

Nótese que el uso del PID para control no garantiza un control óptimo del sistema o la estabilidad del mismo. Algunas aplicaciones pueden solo requerir de uno o dos modos de los que provee este sistema de control. Un controlador PID puede ser llamado también PI, PD, P o I en la ausencia de las acciones de control respectivas. Los controladores PI son particularmente comunes, ya que la acción derivativa es muy sensible al ruido, y la ausencia del proceso integral puede evitar que se alcance al valor deseado debido a la acción de control.

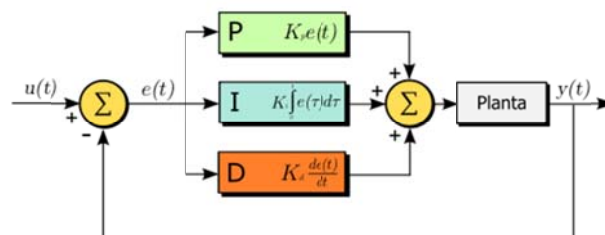


Figura 2.1. Diagrama en bloques de un control PID.

Para el correcto funcionamiento de un controlador PID que regule un proceso o sistema se necesita, al menos:

- Un sensor, que determine el estado del sistema (termómetro, caudalímetro, manómetro, etc.).
- Un controlador, que genere la señal que gobierna al actuador.
- Un actuador, que modifique al sistema de manera controlada (resistencia eléctrica, motor, válvula, bomba, etc.).

El sensor proporciona una señal analógica o digital al controlador, la cual representa el *punto actual* en el que se encuentra el proceso o sistema. La señal puede representar ese valor en *tensión eléctrica*, *intensidad de corriente eléctrica* o frecuencia. En este último caso la señal es de corriente alterna, a diferencia de los dos anteriores, que son con corriente continua.

El controlador lee una señal externa que representa el valor que se desea alcanzar. Esta señal recibe el nombre de punto de consigna (o punto de referencia), la cual es de la misma naturaleza y tiene el mismo rango de valores que la señal que proporciona el sensor. Para hacer posible esta compatibilidad y que, a su vez, la señal pueda ser entendida por un humano, habrá que establecer algún tipo de interfaz (HMI), son pantallas de gran valor visual y fácil manejo que se usan para hacer más intuitivo el control de un proceso.

El controlador resta la señal de punto actual a la señal de punto de consigna, obteniendo así la señal de error, que determina en cada

instante la diferencia que hay entre el valor deseado (consigna) y el valor medido. La señal de error es utilizada por cada uno de los 3 componentes del controlador PID. Las 3 señales sumadas, componen la señal de salida que el controlador va a utilizar para gobernar al actuador.

La señal resultante de la suma de estas tres se llama **variable manipulada** y no se aplica directamente sobre el actuador, sino que debe ser transformada para ser compatible con el actuador utilizado.

Las tres componentes de un controlador PID son: parte **P**roportional, acción **I**ntegral y acción **D**erivativa. El peso de la influencia que cada una de estas partes tiene en la suma final, viene dado por la constante proporcional, el tiempo integral y el tiempo derivativo, respectivamente. Se pretenderá lograr que el bucle de control corrija

Significado de las constantes

P constante de proporcionalidad: se puede ajustar como el valor de la ganancia del controlador o el porcentaje de banda proporcional.

I constante de integración: indica la velocidad con la que se repite la acción proporcional.

D constante de derivación: hace presente la respuesta de la acción proporcional duplicándola, sin esperar a que el error se duplique. El valor indicado por la constante de derivación es el lapso de tiempo

durante el cual se manifestará la acción proporcional correspondiente a 2 veces el error y después desaparecerá.

Tanto la acción Integral como la acción Derivativa, afectan a la ganancia dinámica del proceso. La acción integral sirve para reducir el error estacionario, que existiría siempre si la constante K_i fuera nula. La señal K_d , es la pendiente (tangente) por la curva descrita por la variable.

La salida de estos tres términos, el proporcional, el integral, y el derivativo son sumados para calcular la salida del controlador PID. Definiendo $u(t)$ como la salida del controlador, la forma final del algoritmo del PID es:

$$u(t) = MV(t) = K_p e(t) + K_i \int_0^t e(\tau) d\tau + K_d \frac{de}{dt}$$

Ajuste de parámetros del PID

El objetivo de los ajustes de los parámetros PID es lograr que el bucle de control corrija eficazmente y en el mínimo tiempo los efectos de las perturbaciones; se tiene que lograr la mínima integral de error. Si los parámetros del controlador PID (la ganancia del proporcional, integral y derivativo) se eligen incorrectamente, el proceso a controlar puede ser inestable, por ejemplo, que la salida de este varíe, con o sin oscilación, y está limitada solo por saturación o rotura mecánica.

Ajustar un lazo de control significa ajustar los parámetros del sistema de control a los valores óptimos para la respuesta del sistema de control deseada.

El comportamiento óptimo ante un cambio del proceso o cambio del "setpoint" varía dependiendo de la aplicación. Generalmente, se requiere estabilidad ante la respuesta dada por el controlador, y este no debe oscilar ante ninguna combinación de las condiciones del proceso y cambio de "setpoints".

Algunos procesos tienen un grado de no-linealidad y algunos parámetros que funcionan bien en condiciones de carga máxima no funcionan cuando el proceso está en estado de "sin carga". Hay varios métodos para ajustar un lazo de PID. El método más efectivo generalmente requiere del desarrollo de alguna forma del modelo del proceso, luego elegir P, I y D basándose en los parámetros del modelo dinámico. Los métodos de ajuste manual pueden ser muy ineficientes. La elección de un método dependerá de si el lazo puede ser "desconectado" para ajustarlo, y del tiempo de respuesta del sistema.

Si el sistema puede desconectarse, el mejor método de ajuste a menudo es el de ajustar la entrada, midiendo la salida en función del tiempo, y usando esta respuesta para determinar los parámetros de control.

PID CON LABVIEW

LABVIEW Implementa un controlador PID utilizando un algoritmo PID con funciones avanzadas opcionales. El algoritmo PID incluye las características de VI, así como el control del modo manual con transiciones sin perturbaciones manual a automático, acción integral no lineal, control de dos grados de libertad y el control de errores al cuadrado. Fig. 2.2

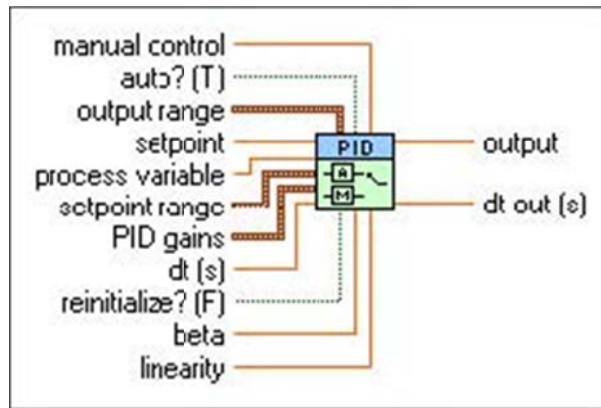


Figura.2.2. Bloque PID

Este tipo de PID fue escogido para esta simulación de toda la gama de opciones de PID que nos brinda Labview, ya que nos permite poder intercambiar el modo de operación del mismo de modo manual a modo automático.

De igual manera permite poder modificar el valor de la variable de salida cuando el PID se encuentra en modo manual, así en la implementación del proceso el operador podrá controlar cada una de

las válvulas del proceso del separador si es que el PID se ubica en modo manual.

2.1.2. MÓDULO DSC

El módulo de registro de Datos y Control Supervisado de Labview (DSC) amplía el entorno de desarrollo gráfico con funciones adicionales para la toma de mediciones, control y aplicaciones de monitoreo y de seguimiento.

El Módulo DSC también mejora el entorno de variable compartida. Utilice la variable compartida para tener acceso y transferir datos entre VI's y dispositivos instalados en el equipo local o a través de una red.

Una variable compartida puede representar un valor numérico o un punto de entrada / salida. Con el Módulo DSC se puede registrar datos de forma automática, añadir alarmas, escalas, niveles de seguridad para la variable compartida, etc.

Se puede utilizar el Administrador del sistema para monitorear, configurar y reconocer las alarmas.

El Módulo DSC también proporciona herramientas para graficar las tendencias históricas o en tiempo real, mejorando la seguridad de los paneles frontales,

Usted puede leer o escribir en OLE para control de procesos (OPC), controladores lógicos programables (PLC), o algunas E/S específicas que puede agregar directamente.

El Módulo DSC proporciona soluciones para el control supervisado de una amplia variedad de sistemas distribuidos utilizando Labview y su programación.

Para la realización y ejecución de este proyecto se aprovecho utilizando el Modulo de DCS propio de Labview. Con este módulo se puede realizar de manera rápida y sencilla los gráficos de animación del proceso y poder crear variables que puedan ser compartidas con varios programas, esta propiedad del módulo es conocida como variables compartidas, esto permite crear una sola variable en un proyecto y poder compartirla con varias aplicaciones a la vez sin necesidad de crear varias variables.

El módulo de DSC también posee gráficos para la visualización de datos y tendencias que permiten poder analizar cómo se están comportando las distintas variables que pueden ser monitoreadas y que son de mucha utilidad para un operador y en la parte de análisis de ingeniería

2.1.3. MÓDULO DAQ

La **adquisición de datos** o adquisición de señales, consiste en la toma de muestras del mundo real (sistema analógico) para generar

datos que puedan ser manipulados por un ordenador u otras electrónicas (sistema digital).

Consiste, en tomar un conjunto de señales físicas, convertirlas en tensiones eléctricas y digitalizarlas de manera que se puedan procesar en una computadora.

Se requiere una etapa de acondicionamiento, que adecua la señal a niveles compatibles con el elemento que hace la transformación a señal digital. El elemento que hace dicha transformación es el módulo de digitalización o tarjeta de Adquisición de Datos (**DAQ**).

Dato: Representación simbólica (numérica, alfabética, etc.), atributo o característica de un valor. No tiene sentido en sí mismo, pero convenientemente tratado (procesado) se puede utilizar en la relación de cálculos o toma de decisiones.

Adquisición: Recogida de un conjunto de variables físicas, conversión en voltaje y digitalización de manera que se puedan procesar en un ordenador.

Sistema: Conjunto organizado de dispositivos que interactúan entre sí ofreciendo prestaciones más completas y de más alto nivel. Una vez que las señales eléctricas se transformaron en digitales, se envían a través del bus de datos a la memoria del PC. Una vez los datos están en memoria pueden procesarse con una aplicación adecuada, archivarlas en el disco duro, visualizarlas en la pantalla, etc.

Bit de resolución: Número de bits que el convertidor analógico a digital (ADC) utiliza para representar una señal.

Rango: Valores máximo y mínimo entre los que el sensor, instrumento o dispositivo funcionan bajo unas especificaciones.

Teorema de Nyquist: Al muestrear una señal, la frecuencia de muestreo debe ser mayor que dos veces el ancho de banda de la señal de entrada, para poder reconstruir la señal original de forma exacta a partir de sus muestras. En caso contrario, aparecerá el fenómeno del aliasing que se produce al infra-muestrear. Si la señal sufre aliasing, es imposible recuperar el original.

Los componentes de los sistemas de adquisición de datos, poseen sensores adecuados que convierten cualquier parámetro de medición de una señal eléctrica, que se adquiere por el hardware de adquisición de datos.

Los datos adquiridos se visualizan, analizan, y almacenan en un ordenador, ya sea utilizando el proveedor de software suministrado u otro software. Los controles y visualizaciones se pueden desarrollar utilizando varios lenguajes de programación de propósito general como Visual BASIC, C++, Fortran, Java, Pascal.

Estos entornos de adquisición proporcionan un lenguaje de programación además de bibliotecas y herramientas para la adquisición de datos y posterior análisis.

De la misma manera que se toma una señal eléctrica y se transforma en una digital para enviarla al ordenador, se puede también tomar una señal digital o binaria y convertirla en una eléctrica. En este caso el elemento que hace la transformación es una tarjeta o módulo de Adquisición de Datos de salida, o tarjeta de control.

La señal dentro de la memoria del PC la genera un programa adecuado a las aplicaciones que quiere el usuario y, luego de procesarla, es recibida por mecanismos que ejecutan movimientos mecánicos, a través de servomecanismos, que también son del tipo transductores.

Un sistema típico de adquisición utiliza sensores, transductores, amplificadores, convertidores analógico - digital (A/D) y digital - analógico (D/A), para procesar información acerca de un sistema físico de forma digitalizada.

2.1.4. MATRICES DE COMPARACIÓN

Para la aplicación se han utilizado como elementos primarios de programación un sub diagrama, este sub diagrama permite validar los cambios en cada uno de los PID's que se ha previamente seleccionado, si valida es porque ha habido un cambio en el número del PID seleccionado entonces se realiza una actualización de la información que se encuentra arreglada en matrices, de tal manera que según el índice que se seleccione, se ligue con la ubicación de la información.

Hacer arreglos y matrices de esta manera nos permite un rápido acceso a la información además de poder guardarla para posteriores consultas.

De esta manera sencilla de consulta de información y escritura se permite utilizar un sólo PID y solamente variando el índice seleccionado variará la información que se consulta o escribe.

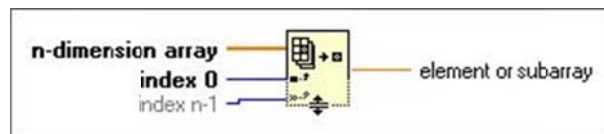


Figura 2.3. Arreglo de Matriz

2.2. VARIABLES DEL SEPARADOR TRIFÁSICO

2.2.1. TRANSDUCTORES DE PRESIÓN

Los transductores de presión se utilizan para el control de sistemas de presión, como por ejemplo, una instalación de presión de aire. Por otro lado, los transductores de presión también se pueden usar para controlar presiones en calderas y dirigirlas mediante un sistema de regulación y control.

La posibilidad de dar como salida una señal normalizada permite conectar los transductores de presión a cualquier sistema de regulación, lo que ofrece al usuario un sin fin de posibilidades de uso. Los transductores de presión se usan también para el control de sistemas de filtro.



Figura 2.4. Transductores de Presión marca PCE

La magnitud física presión se aparece de tres formas en los sistemas de regulación: presión diferencial, presión relativa y presión absoluta. Para determinar el tipo de presión es necesario conocer el punto de referencia.

La presión diferencial indica la diferencia de presión entre dos sistemas de presión. Los dos sistemas se conectan a las dos conexiones del transductor de presión. Así, el punto de referencia será uno de los dos sistemas. La presión relativa se refiere a la presión entre un sistema de presión y la presión ambiental. En este caso, la presión ambiental es el punto de referencia.

La presión absoluta usa como punto de referencia el vacío, es decir ninguna presión. En la medición de presión se usan sensores con diferentes principios de medición. Estos influyen en el rango máximo de medición, la velocidad de reacción, la precisión de una medición y otros parámetros.



Figura 2.5. Medición de Parámetros

Los sensores de presión o transductores de presión son elementos que transforman la magnitud física de presión o fuerza por unidad de superficie en otra magnitud eléctrica que será la que emplearemos en los equipos de automatización o adquisición estándar. Los rangos de medida son muy amplios, desde unas milésimas de bar hasta los miles de bar.

Función transductor de presión:

Los transductores de presión transmiten la presión dentro de un sistema mediante un líquido mediador entre el manguito de elastómero y la carcasa al indicador de presión o al dispositivo medidor de presión (el manómetro).

Los transductores de presión pueden determinar presiones hasta 70bar. Están fabricados con una robusta caja de acero y anillos de racor de acero,



Figura 2.6 Transductores de Presión

2.2.2. MEDIDORES DE NIVEL

En las actividades industriales, los insumos y las cargas de trabajo no son infinitas, constantemente se deben estar proveyendo materiales para mantener las operaciones. Deben existir mecanismos para determinar con precisión los estatus generales de los elementos

necesarios para el funcionamiento industrial, más allá de la planificación económica y los cronogramas de actividades que prevén los momentos en los que se requerirán implementos.

Entonces, los procesos industriales deben tener algún tipo de dispositivo que controle los niveles de insumos que se disponen y que se van consumiendo. Estos son los medidores de niveles.

Medidores de nivel de líquidos

Los medidores de líquidos trabajan midiendo, bien directamente la altura del líquido sobre una línea de referencia, bien la presión hidrostática, bien el desplazamiento producido por un flotador por el propio líquido contenido en el tanque, o bien aprovechando las características eléctrica del líquido.

Los primeros, instrumentos de medida directa se dividen en: sonda, cinta y plomada, nivel de cristal e instrumentos de flotador. Estos usan el principio mecánico de transmisión de movimiento entrando en contacto directo con el líquido mediante algún brazo de extensión, además operan a presión atmosférica generalmente y se puede decir que son los más simples y menos costosos. Por ello, son de gran utilidad y frecuentemente son los candidatos escogidos en la industria siempre y cuando las características del líquido y del proceso lo permitan.

Los aparatos que miden el nivel aprovechando la presión hidrostática se dividen en:

- Medidor manométrico.

- Medidor de membrana
- Medidor tipo burbujeo
- Medidor de presión diferencial de diafragma.

Estos aparatos son un poco más complejos en tanto usan el principio de que la presión en la base de un tanque contenedor de un líquido es directamente proporcional a la altura y densidad de la columna de fluido.

El empuje producido por el propio líquido lo aprovecha el medidor de desplazamiento a barra de torsión que consiste en un flotador parcialmente sumergido en el líquido y conectado mediante un tubo de torsión unido rígidamente al tanque.

Los instrumentos que utilizan las características eléctricas del líquido se clasifican en:

- Medidor resistivo
- Medidor conductivo
- Medidor capacitivo
- Medidor Ultrasónico
- Medidor de radiación
- Medidor de láser

Todos los fluidos tienen propiedades eléctricas que los hacen distintivos, mediante dispositivos o electrodos que permiten el paso de cierta forma de onda electromagnética o flujo de partículas que al ser

recogidas muestran alteraciones que permiten calcular el nivel del líquido.

2.2.3. MEDIDORES DE CAUDAL

FACTORES PARA LA ELECCIÓN DEL TIPO DE MEDIDOR DE CAUDAL

Rango: los medidores disponibles en el mercado pueden medir flujos desde varios mililitros por segundo (ml/s) para experimentos precisos de laboratorio hasta varios miles de metros cúbicos por segundo (m³/s) para sistemas de irrigación de agua o agua municipal o sistemas de drenaje. Para una instalación de medición en particular, debe conocerse el orden de magnitud general de la velocidad de flujo así como el rango de las variaciones esperadas.

Exactitud requerida: cualquier dispositivo de medición de flujo instalado y operado adecuadamente puede proporcionar una exactitud dentro del 5 % del flujo real. La mayoría de los medidores en el mercado tienen una exactitud del 2% y algunos dicen tener una exactitud de más del 0.5%. El costo es con frecuencia uno de los factores importantes cuando se requiere de una gran exactitud.

Pérdida de presión: debido a que los detalles de construcción de los distintos medidores son muy diferentes, éstos proporcionan diversas cantidades de pérdida de energía o pérdida de presión conforme el fluido corre a través de ellos. Excepto algunos tipos, los medidores de fluido llevan a cabo la medición estableciendo una restricción o un

dispositivo mecánico en la corriente de flujo, causando así la pérdida de energía.

Tipo de fluido: el funcionamiento de algunos medidores de fluido se encuentra afectado por las propiedades y condiciones del fluido. Una consideración básica es si el fluido es un líquido o un gas. Otros factores que pueden ser importantes son la viscosidad, la temperatura, la corrosión, la conductividad eléctrica, la claridad óptica, las propiedades de lubricación y homogeneidad.

Calibración: se requiere de calibración en algunos tipos de medidores. Algunos fabricantes proporcionan una calibración en forma de una gráfica o esquema del flujo real versus indicación de la lectura. Algunos están equipados para hacer la lectura en forma directa con escalas calibradas en las unidades de flujo que se deseen. En el caso del tipo más básico de los medidores, tales como los de cabeza variable, se han determinado formas geométricas y dimensiones estándar para las que se encuentran datos empíricos disponibles. Estos datos relacionan el flujo con una variable fácil de medición, tal como una diferencia de presión o un nivel de fluido.

TUBO DE VENTURI

El Tubo de Venturi es un dispositivo que origina una pérdida de presión al pasar por él un fluido. En esencia, éste es una tubería corta recta, o garganta, entre dos tramos cónicos. La presión varía en la proximidad de la sección estrecha; así, al colocar un manómetro o instrumento registrador en la garganta se puede medir la caída de

presión y calcular el caudal instantáneo, o bien, uniéndola a un depósito carburante, se puede introducir este combustible en la corriente principal.

Las dimensiones del Tubo de Venturi para medición de caudales, tal como las estableció Clemens Herschel, son por lo general las que indica la figura 2.7. La entrada es una tubería corta recta del mismo diámetro que la tubería a la cual va unida.

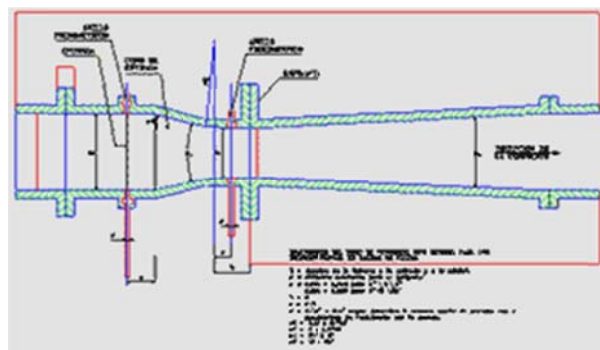


Figura 2.7. Tubo Venturi

La presión que precede al cono de entrada se transmite a través de múltiples aberturas a una abertura anular llamada anillo piezométrico. De modo análogo, la presión en la garganta se transmite a otro anillo piezométrico. Una sola línea de presión sale de cada anillo y se conecta con un manómetro o registrador. En algunos diseños los anillos piezométricos se sustituyen por sencillas uniones de presión que conducen a la tubería de entrada y a la garganta.

La principal ventaja del Vénturi estriba en que sólo pierde un 10 - 20% de la diferencia de presión entre la entrada y la garganta. Esto se consigue por el cono divergente que desacelera la corriente.

Es importante conocer la relación que existe entre los distintos diámetros que tiene el tubo, ya que dependiendo de los mismos es que se va a obtener la presión deseada a la entrada y a la salida del mismo para que pueda cumplir la función para la cual está construido.

Esta relación de diámetros y distancias es la base para realizar los cálculos para la construcción de un Tubo de Venturi y con los conocimientos del caudal que se desee pasar por él.

FLUJOMETRO ELECTROMAGNÉTICO

Su principio de medida está basado en la Ley de Faraday, la cual expresa que al pasar un fluido conductor a través de un campo magnético, se produce una fuerza electromagnética (F.E.M.), directamente proporcional a la velocidad del mismo, de donde se puede deducir también el caudal.

Está formado por un tubo, revestido interiormente con material aislante. Sobre dos puntos diametralmente opuestos de la superficie interna se colocan dos electrodos metálicos, entre los cuales se genera la señal eléctrica de medida. En la parte externa se colocan los dispositivos para generar el campo magnético, y todo se recubre de una protección externa, con diversos grados de seguridad.

El flujo completamente sin obstrucciones es una de las ventajas de este medidor. El fluido debe ser ligeramente conductor debido a que el medidor opera bajo el principio de que cuando un conductor en movimiento corta un campo magnético, se induce un voltaje.



Figura 2.8. Flujómetro Electromagnético

Los componentes principales incluyen un tubo con un material no conductor, dos bobinas electromagnéticas y dos electrodos, alejados uno del otro, montados a 180° en la pared del tubo.

Los electrodos detectan el voltaje generado en el fluido. Puesto que el voltaje generado es directamente proporcional a la velocidad del fluido, una mayor velocidad de flujo genera un voltaje mayor. Su salida es completamente independiente de la temperatura, viscosidad, gravedad específica o turbulencia. Los tamaños existentes en el mercado van desde 5 mm hasta varios metros de diámetro.

FLUJOMETRO DE ULTRASONIDO



Figura 2.9. Flujómetro Ultrasonido

Consta de unas Sondas, que trabajan por pares, como emisor y receptor. La placa piezo-cerámica de una de las sondas es excitada por un impulso de tensión, generándose un impulso ultrasónico que se propaga a través del medio líquido a medir, esta señal es recibida en el lado opuesto de la conducción por la segunda sonda que lo transforma en una señal eléctrica.

El convertidor de medida determina los tiempos de propagación del sonido en sentido y contrasentido del flujo en un medio líquido y calcula su velocidad de circulación a partir de ambos tiempos. Y a partir de la velocidad se determina el caudal que además necesita alimentación eléctrica.

Hay dos tipos de medidores de flujo por ultrasonidos:

- **DOPPLER:** Miden los cambios de frecuencia causados por el flujo del líquido. Se colocan dos sensores cada uno a un lado del flujo a medir y se envía una señal de frecuencia conocida a través del líquido. Sólidos, burbujas y discontinuidades en el líquido harán que el pulso enviado se refleje, pero como el líquido que causa la reflexión se está moviendo la frecuencia del pulso que retorna también cambia y ese cambio de frecuencia será proporcional a la velocidad del líquido.
- **TRÁNSITO:** Tienen transductores colocados a ambos lados del flujo. Su configuración es tal que las ondas de sonido viajan entre los dispositivos con una inclinación de 45 grados respecto a la dirección de flujo del líquido.

La velocidad de la señal que viaja entre los transductores aumenta o disminuye con la dirección de transmisión y con la velocidad del líquido que está siendo medido Tendremos dos señales que viajan por el mismo elemento, una a favor de la corriente y otra en contra de manera que las señales no llegan al mismo tiempo a los dos receptores.

Se puede hallar una relación diferencial del flujo con el tiempo transmitiendo la señal alternativamente en ambas direcciones. La medida del flujo se realiza determinando el tiempo que tardan las señales en viajar por el flujo.

2.3. TENDENCIAS DE VARIABLES DE PROCESOS

El poder visualizar cómo se comportan las variables del proceso de monitoreo y control del separador es una herramienta importante para el operador del separador trifásico ya que de esa manera puede tomar alguna decisión en el control tanto de niveles como de presión.

Para este proyecto se han considerado se monitoreen las principales variables de los 3 lazos de control PID del separador, estas variables son las siguientes:

- a) Lazo de control PID de nivel de agua**, se podrá monitorear en una tendencia el valor del nivel de agua, su “setpoint” de operación y el valor de la variable de control.

b) Lazo de control PID de nivel de crudo, se podrá monitorear en una tendencia el valor del nivel de crudo, su setpoint de operación y el valor de la variable de control.

c) Lazo de control PID de presión, se podrá monitorear en una tendencia el valor de presión, su setpoint de operación y el valor de la variable de control.

Para poder acceder a la pantalla de tendencias se tiene desde la pantalla principal un botón de acceso llamado tendencias, en la pantalla de tendencias se podrá seleccionar la variable de proceso que se desea monitorear, para el lazo PID de nivel de agua en la Fig. 2.10, se puede apreciar que están seleccionadas las variables a analizar.

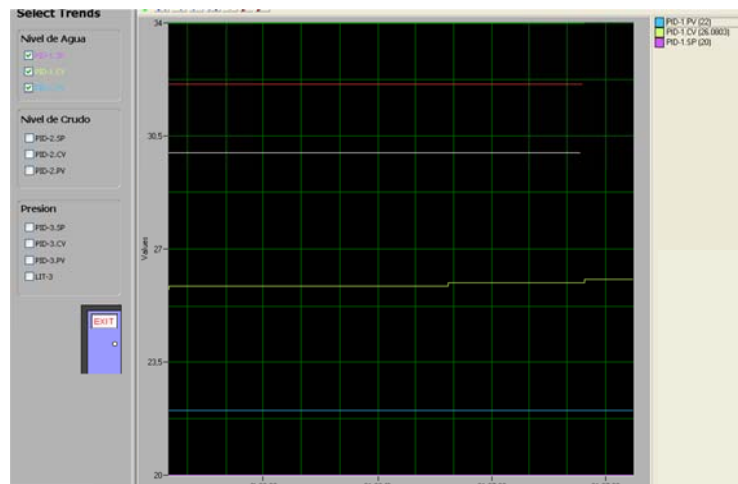


Figura 2.10. Pantalla de Tendencias

CAPITULO 3

DESARROLLO DEL PROGRAMA DE CONTROL Y MONITOREO

En este capítulo se explica el contenido de la programación implementada para realizar el control y monitoreo de un separador de producción trifásico de petróleo. Se abarca en detalle las ventajas que nos brinda Labview para implementar el monitoreo y control del sistema, utilizando el módulo de DSC que lo incluye el paquete de software de Labview 2009.

3.1. ACCESO A FUNCIONES DE CONTROL MEDIANTE NIVELES

Toda aplicación que contiene el monitoreo y control de variables, debe definir niveles de acceso, que permitan a los diferentes usuarios realizar actividades que corresponden exclusivamente a su nivel de accesibilidad.

Es así que para esta aplicación se definen tres niveles de acceso con diferencias marcadas, estos niveles son: Nivel de acceso por Defecto, Nivel de acceso Operador y Nivel de acceso de Ingeniería.

Para definir estos niveles de acceso, se accede al menú de Labview de cuentas de dominio en la siguiente ruta:

Herramientas/Seguridad/Administrador.

En el menú que aparece en la Fig. 3.1, al dar clic derecho en la opción: Mi Computador y seleccionando la opción Nuevo Dominio, en este punto se define el nombre para el nuevo dominio y luego se asigna la clave de acceso para el usuario administrador. Solamente el usuario administrador puede crear o eliminar usuarios.

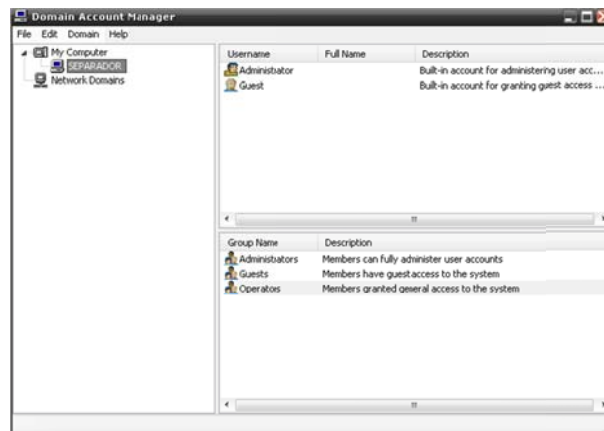


Figura. 3.1 Administrador de cuentas de dominio

Para poder crear nuevos usuarios, en la pantalla de Administrador de Cuentas de Dominio debe dar clic en el menú Archivo, seleccione Nuevo Usuario y usted puede crear nuevos usuarios y asignar los niveles de acceso.

3.1.1. NIVEL DE ACCESO POR DEFECTO

El nivel de acceso por defecto es el que se ejecuta cuando la aplicación inicia, en esta condición solamente se monitorea los valores de las variables del proceso, tales como niveles, valores de operación, etc., más no puede realizar ningún cambio.

Esta es una manera de proteger la aplicación para que cualquier cambio sea realizado sólo por personal con el nivel de acceso correspondiente.

3.1.2. NIVEL DE ACCESO OPERADOR

Para acceder a este nivel debe tener un usuario y una clave que pertenezca al grupo de operadores, en la aplicación se ha definido por efecto de pruebas dos usuarios de tipo operador que son los siguientes:

Usuario1:Operador1

Password1:operador1

Usuario2:Operador2

Password2:operador2

Con este nivel de acceso se puede realizar cambios que competen a un operador como los siguientes:

- Cambiar el modo de operación del PID, de Manual a Auto o viceversa.

- Cambiar el valor del Control del PID.

Las acciones que puede realiza el operador en este nivel inciden en el monitoreo y control del separador trifásico.

3.1.3. NIVEL DE ACCESO INGENIERÍA

Para acceder a este nivel debe tener un usuario y una clave que pertenezca al grupo de Administradores, en la aplicación para efecto de pruebas se ha definido un usuario de tipo ingeniería que es el siguiente:

Usuario: ingenieria.

Password: ingenieria.

En este nivel de acceso se puede realizar cambios como son los siguientes:

1. Cambios de valores de constantes proporcional, integral o derivativa en los PID de control de nivel de agua, crudo o presión, esto se puede realizar únicamente en este nivel de acceso ya que un valor mal ingresado en uno de los PID podría desestabilizar el sistema.
2. Cambiar los valores de alarma de alto y bajo en los PID de control de nivel de agua, crudo o presión.

3.2. CONTROL PID DE NIVELES Y PRESIÓN DEL SEPARADOR TRIFÁSICO

Realizar el control de niveles de agua, crudo o la presión es un factor importante en el control del Separador Trifásico. Para este fin se tienen tres PID, que son los siguientes: Un control PID para el nivel de agua, un control PID para la presión y un control PID para el nivel de crudo.

Cada uno de estos PID tienen valores de puntos de operación, alarmas y constantes proporcional, integral y derivativa definidas, estas pueden variar dependiendo del tamaño del separador, para este caso de estudio, se busca mantener el nivel de crudo a un valor de operación del 45%, el nivel de agua a un valor de operación del 25% y la presión de operación del separador en 23 psi.

El acceso para realizar cambios en los parámetros de cada uno de estos PID se lo realiza con un nivel de acceso de tipo Ingeniería, las constantes de operación de cada uno de los PID no deben ser cambiadas a menos que haya un requerimiento por parte de operación en su funcionamiento.

Para la realización de cambios en los parámetros de los tres controles PID se utiliza un solo entorno en el que se elige el PID en el cual se desean modificar datos o monitorear valores, esto se observa en la Fig. 3.2.

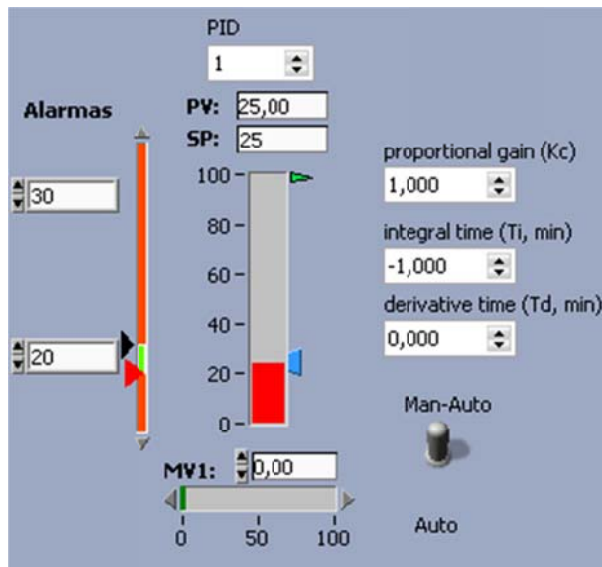


Figura. 3.2 Entorno gráfico para ajuste de los PID

En esta opción de menú primero se escoge el PID al cual se van a hacer cambios y luego se pueden realizar cambios en parámetros tales como constantes de operación o realizar algún tipo de control

3.2.1. CONTROL PID DE NIVEL DE CRUDO

El PID de control de nivel de crudo controla una válvula que es de tipo normalmente cerrada, es decir mientras no se energice su respectiva electroválvula, no tendrá ningún porcentaje de apertura.

El control PID del nivel de crudo actúa de manera directa, es decir si el nivel de crudo es mayor al valor de operación del 35%, la válvula comenzará abrir para reducir su nivel, y así de manera inversa.

Para que la electroválvula de control de nivel de crudo se energice, se deben cumplir los siguientes permisos:

1. No debe tener alarma de bajo cuyo valor es de 20%

2. Cuando el permisivo del punto anterior se cumpla el sistema de control energiza la electroválvula, quedando disponible la válvula para que pueda ser controlada por su PID. El setpoint de operación de este PID es de 35%.

Para la realización de un correcto control de nivel de crudo se debe considerar lo siguiente:

1. Si el nivel de crudo se encuentra en una alarma de nivel bajo fijado en 20%, la válvula no debe abrir ya que se corre el riesgo de que el gas del separador utilice esta ruta de descarga.
2. Si el nivel de crudo llega a una alarma de nivel alto fijado en 50% se corre el riesgo de que se produzca una mezcla del crudo con la cámara de agua.

Manteniendo el valor del nivel de crudo en el valor de operación del 35% se puede mantener siempre crudo disponible para la producción y no se corre el riesgo de que se mezcle nuevamente con el agua.

3.2.2. CONTROL PID DE PRESIÓN

El PID de control de presión controla una válvula que es de tipo normalmente cerrada, es decir mientras no se energice su respectiva electroválvula, no tendrá ningún porcentaje de apertura.

El control PID de presión actúa de manera directa, es decir si la presión de operación del separador aumenta del valor de operación

establecido de 23 psi, la válvula comenzará a abrir para reducir la presión, y así de manera viceversa.

Para que la electroválvula de la válvula de control de presión se energice, se deben cumplir los siguientes permisos:

1. No debe existir nivel de alarma de baja presión, que está fijado en 18 psi.
2. Una vez que se cumpla el permiso arriba detallado el sistema de control energizará la electroválvula, quedando disponible la válvula para que pueda ser controlada por su PID. El valor de operación de este PID es de 23 psi.

Para poder realizar un correcto control de presión se debe considerar lo siguiente:

1. Si la presión del separador se encuentra en una alarma de nivel bajo fijado en 18 psi, la válvula no debe abrir ya que se corre el riesgo de que se despresurice el separador, y es importante que exista una presión de operación para poder realizar la separación de agua-crudo, ya que si existe una baja presión no se puede realizar de manera efectiva la separación.
2. Si el nivel de presión llega a una alarma de nivel alto se corre el riesgo de que se produzca una presurización del separador, en este caso se debe salir fuera de servicio el separador, produciendo que la válvula de tres vías realice un bypass del ingreso de producto al separador.

3.2.3.CONTROL PID DE NIVEL DE AGUA

El PID de control de nivel de agua controla una válvula que es de tipo normalmente cerrada, es decir mientras no se energice su respectiva electroválvula, no tendrá ningún porcentaje de apertura.

El control PID de agua actúa de manera directa, es decir si el nivel de agua del separador aumenta del valor de operación establecido de 30% fijado en el PID, la válvula comenzará a abrir para reducir el nivel, y así de manera viceversa.

Para que la electroválvula de la válvula de control de nivel de agua se energice, se deben cumplir los siguientes permisos:

1. No debe existir nivel de alarma de bajo nivel, que está fijado en 20%.
2. Una vez que se cumpla el permiso arriba detallado el sistema de control energizará la electroválvula, quedando disponible la válvula para que pueda ser controlada por su PID. El valor de operación de este PID es de 30 %.

Para que se realice un correcto control de nivel de agua se debe considerar lo siguiente:

1. Si el nivel de agua se encuentra en una alarma de nivel bajo fijado en 20%, la válvula no debe abrir ya que se corre el riesgo de que el gas del separador utilice esta ruta de descarga.

2. Si el nivel de agua llega a una alarma de nivel alto fijado en 50% se corre el riesgo de que se produzca una mezcla del agua con la cámara de crudo.

3.3. COMPONENTES DE CONTROL DE PID'S

Para realizar el control de nivel de crudo, agua y la presión del separador se utiliza un control de PID común que tiene las mismas variables, la manera de poder escoger con cual PID trabajar es un selector, con este se escoge si es con el PID del 1 al 3. Fig. 3.3.

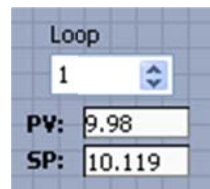


Figura. 3.3 Selector de PID

En los siguientes puntos se explicará cada uno de los elementos del PID y como poder realizar su control.

3.3.1. CONTROL MANUAL AUTOMÁTICO DE PID'S

El control de un PID se lo puede realizar de manera manual o de manera automática. Al colocar un PID en modo manual el operador puede seleccionar el porcentaje de apertura que le desee dar a la válvula.

Este modo de operación del PID de tipo manual se lo puede utilizar con el fin de probar la carrera de apertura de la válvula más no debe ser utilizado como modo de trabajo del separador trifásico.

El PID en condiciones normales de trabajo debe estar seleccionado como modo automático, de esta manera el control de apertura de la válvula lo realizará el software Labview.

El selector de modo manual o auto se muestra en la Fig. 3.4, tiene su respectiva descripción de estado, seleccionado hacia arriba es automático, hacia abajo es manual, adicional en la parte inferior del selector está una descripción que nos indica el estado en el que se encuentra el selector.



Figura. 3.4 selector de modo

3.3.2.INGRESO Y MANEJO DE CONSTANTES DE PID (KP, KI, KD)

Las constantes de control de un PID son las que permiten al mismo poder realizar el control de su elemento de salida, en nuestro caso puede controlar cada PID su respectiva variable de proceso que son: Nivel de agua, nivel de crudo y presión.

Estas constantes que el PID toma para realizar el control cuando está seleccionado de modo automático son:

- Constante proporcional.
- Constante integral.
- Constante derivativa.

Para realizar cambios en las constantes, el operador debe seleccionar la constante que desea cambiar y modificar el valor, Fig. 3.5

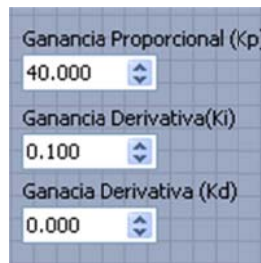


Figura. 3.5 Manejo de constantes del PID

Estos cambios se los puede realizar en el nivel de acceso de tipo ingeniería.

3.3.3. CONTROL DE VARIABLE DE SALIDA DE PID

La variable de salida de cada uno de los PID que gobiernan el proceso del Separador Trifásico, puede ser manejada por el operador cuando está en modo manual o por el sistema de control cuando está en modo automático.

El control de la variable de salida de un PID en modo manual es una operación que puede realizar el operador a fin de realizar pruebas, en la Fig. 3.6, se observa que se puede ir ingresando un valor desde el teclado o con el mouse seleccionar el porcentaje de salida que se desea.

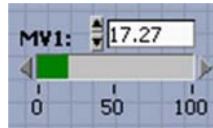


Figura. 3.6 Control de variables de salida

3.4. GRÁFICO DE MONITOREO DE VARIABLES DE PROCESO DE PID

Para tener un monitoreo del punto de operación, la variable de proceso y el valor de salida de cada uno de los tres PID, se tiene en la pantalla principal un botón de acceso llamado Tendencias, al dar clic izquierdo en este botón aparece una pantalla en la que se grafican las tendencias, en este gráfico se puede seleccionar la variable que se desea monitorear, Fig. 3.7.

En esta pantalla se puede seleccionar las variables que se desea se grafiquen. En esta captura de pantalla se observa que están seleccionadas las tres variables correspondientes al primer PID de proceso de control de Agua, así también si se desea seleccionar otras variables, se debe dar clic izquierdo en la variable que se desea monitorear.

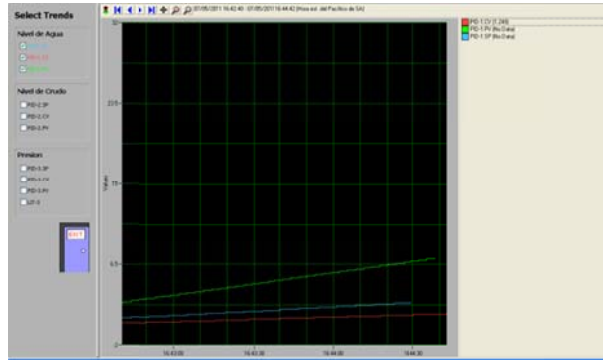


Figura 3.7. Gráfico de monitoreo de variables

3.5. ALARMAS DE MONITOREO Y CONTROL

En un sistema de control es importante tener indicadores de alarma que permitan al operador poder saber si está trabajando de manera correcta el control del separador.

Para realizar la fijación de los valores de alarmas, se debe escoger cual es el PID que se desea modificar y se cambian los valores de alarma tanto de alta como de baja, Fig. 3.8.

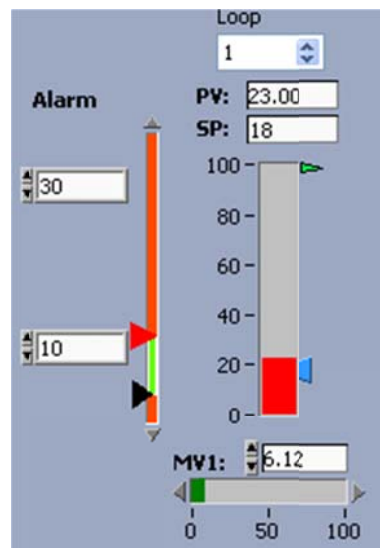


Figura 3.8. Pantalla de fijado del valor de las alarmas

Solamente desde la pantalla de control general de PID se puede acceder al cambio de los puntos de ajustes de las alarmas.

En la pantalla principal se tiene un recuadro donde se pueden observar los valores a los que han sido fijado las alarmas, tanto la de alta como la de baja, cuando existe una alarma cambia el color de animación de verde a rojo.

3.5.1.ALARMAS Y SETPOINTS DE OPERACIÓN DE NIVEL DE AGUA

En el sistema de control cuando existe una alarma de bajo la válvula de control de agua se mantiene cerrada, y de esa manera permite que el nivel de agua aumente hacia el valor de operación fijado, para nuestro caso de estudio se ha fijado el nivel de alarma de bajo en un 20% y el valor de operación en 30%.

La alarma de alto está fijada en un 50%. Estos valores de operación de alarmas permiten poder monitorear la operación de la válvula de control de agua y alertar al operador para que pueda tomar una acción.

3.5.2.ALARMAS Y PUNTOS DE AJUSTES DE OPERACIÓN DE NIVEL DE CRUDO

En el sistema de control cuando existe una alarma de bajo la válvula de control de crudo se mantiene cerrada, ya que de esa manera permitirá que el nivel de crudo empiece a aumentar hacia el nivel de operación fijado, para nuestro caso de estudio se ha fijado el nivel de alarma de bajo en un 20% y el valor de operación en 35%.

La alarma de alto está fijada en un 50%, estos valores de operación de alarmas permiten poder monitorear la operación de la válvula de control de crudo y alertar al operador para que pueda tomar una acción.

3.5.3.ALARMAS Y PUNTOS DE AJUSTES DE OPERACIÓN DE PRESIÓN

En el sistema de control cuando existe una alarma de bajo la válvula de control de presión se mantiene cerrada, ya que de esa manera permitirá que la presión en el separador aumente y se mantenga en el valor de operación deseado, para nuestro caso de estudio se ha fijado el nivel de alarma de bajo en 18 psi y el valor de operación en 23 psi.

La alarma de alto está fijada en 30 psi, estos valores de operación de alarmas permiten monitorear la operación de la válvula de control de presión y alertar al operador para que pueda tomar una acción. También se debe tener en cuenta que una alarma de alto es una condición para que la válvula de tres vías de ingreso de crudo se cierre.

3.5.4. INTERRUPTORES DE ALARMA DE ALTO Y ALTO ALTO DEL NIVEL DE SEPARADOR

En el sistema se tienen dos interruptores de nivel del separador, estos interruptores son permisivos de operación de la válvula de tres vías, cuando se activa el interruptor de nivel alto se genera una alarma que se indicará en la pantalla principal cambiando a color rojo, esto le permite al operador saber que el nivel del separador está alto y en cerca de niveles fuera de operación normal.

Si el nivel del separador llega a activar el interruptor de nivel alto alto, produce que la válvula de tres vías de ingreso de crudo al separador se cierre y el producto se vaya por la tubería de bypass, de esta manera se protege al separador para que no se inunde y no se presurice.

3.5.5. VÁLVULA DE BYPASS DE CONTROL ON-OFF PRINCIPAL

Para el ingreso del crudo al separador se tiene una válvula de tres vías, Fig. 3.9

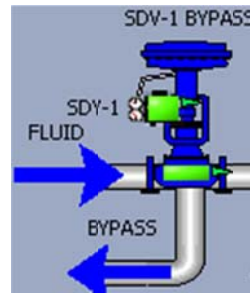


Figura 3.9. Válvula de tres vías

Los permisivos de operación de esta válvula son:

1. El interruptor de nivel alto alto del separador no debe estar alarmado.
2. No debe haber alarma de presión alta en el separador.

Si existe la alarma de alguna de estas condiciones entonces la válvula se mantendrá cerrada para proteger el separador y operadores, si estas alarmas se normalizan la válvula de bypass nuevamente se abre y permite el ingreso de flujo nuevamente.

3.5.6. Válvulas de Control porcentual

En el sistema de control del Separador se tienen tres válvulas de control porcentual, cada una de estas válvulas es de tipo normalmente cerrada, cada válvula posee una electroválvula que

permite el paso de aire para poder realizar la apertura de la misma, esta válvula puede ser controlada en un rango de 0 a 100% desde el software Labview.

Si la electroválvula de cada válvula de control porcentual no está energizada se mantendrá cerrada así se envíe un valor de control mayor al 0%. Estas válvulas tienen una animación de tres colores que son los siguientes:

- Color verde: Totalmente abierta.
- Color Amarillo: Válvula en viaje.
- Color rojo: Válvula cerrada.

Ya que no se tiene una señal de confirmación de posición de la válvula está animada en función del comando de control, si el comando es inferior a 10% se mantiene en rojo, si está entre 10 y 90 % se mantiene en amarillo, y si es mayor a 90% el color cambia a verde.

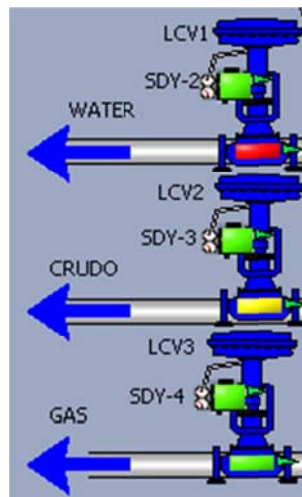


Figura 3.10 se ven los distintos tipos de animación implementados

CAPITULO 4

RESULTADOS Y SIMULACIONES

Las pruebas fueron realizadas bloque por bloque, manteniendo un método de desarrollo y como punto final en el proyecto se realizaron las respectivas pruebas, análisis y resultados generales del sistema.

Se verificó que estén listos los programas de simulación y los datos de los valores de operación de cada una de las variables de proceso que son:

- Nivel de agua.
- Nivel de crudo.
- Presión del separador.

Una vez verificado que estén listos los programas de simulación se procede a realizar la simulación del proceso, cada parte de proceso es analizado y detallado su funcionamiento y resultados a continuación.

4.1. RECURSOS DE SIMULACIÓN

Para la realización de la simulación se implementaron tres VI, uno por cada proceso que comprende un separador trifásico, este VI tiene la misma estructura para la simulación de los tres procesos lo que cambia es la variables correspondientes, la Figura 4.1 contiene el

entorno que es donde se visualizarán los datos de la simulación de cada variable. En la Figura 4.2 se muestra el contenido del diagrama de bloque implementado para la lógica de simulación.

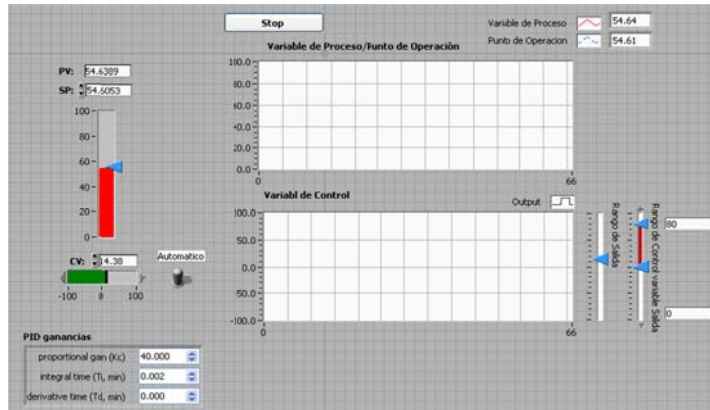


Figura 4.1 Panel Frontal de VI de simulación de proceso

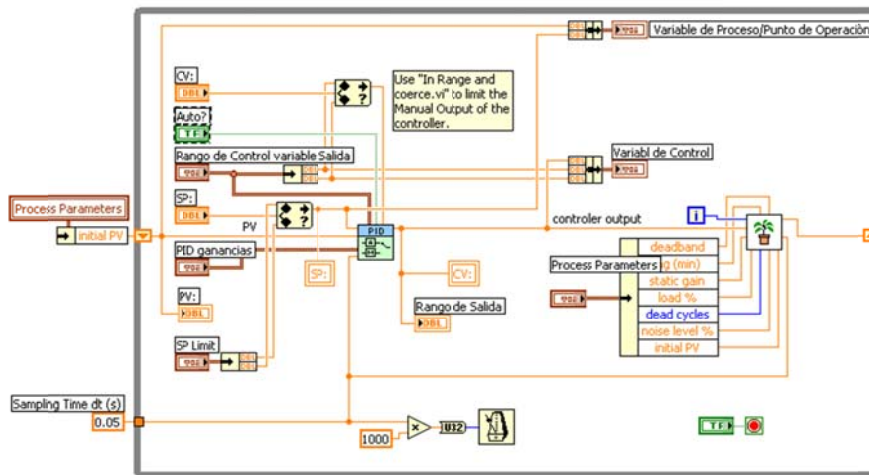


Figura 4.2 Diagrama de Bloque de VI de simulación de proceso

Con este VI lo que se va a poder obtener es la simulación de la respuesta de la variable de control de cada una de las variables de proceso con sus respectivos valores de constantes de ganancia de su PID contra sus respectivos valores de proceso.

Este VI lo que nos permite es poder simular como se comportaría la respuesta del PID bajo distintos valores de constantes de ganancia que se utilicen en el y a su vez a los distintos cambios en los valores de operación.

4.2. PANTALLAS Y CONSTANTES IMPLEMENTADAS EN EL SISTEMA DE CONTROL

Para poder determinar los valores de las constantes de ganancia de cada PID se utilizó como herramienta una pantalla de tendencias en la cual se puede distinguir como varía la relación de cambio entre la variable de control de salida y la variable de proceso dependiendo de los valores en sus respectivas constantes.

4.2.1. CONTROL PID DE NIVEL DE AGUA

El PID de control de nivel de agua es tipo directo es decir a manera que la variable de proceso se mayor que el valor de operación fijado, la variable de control procederá a aumentar el valor de su control de salida, físicamente la válvula comenzará a abrir, permitiendo de esta manera que la variable de proceso, nivel de agua llegue a su valor fijado. De la misma manera sucede cuando el valor de la variable de proceso empieza a ser inferior al del valor de operación fijado en este caso la válvula de control empieza a cerrar para que el nivel de agua empiece a subir y vuelva a su valor fijado.

En este tipo de análisis de proceso se encontró que la velocidad de respuesta de la válvula puede ser amortiguada, hasta el punto que

podría llegar en algún momento a cerrarse. Esto no es algo crítico ya que el destino final del agua es hacia tanques reservorios.

El valor de las constantes encontrado para este PID de control fueron los siguientes:

- K_p , constante proporcional, el valor de 2.
- K_i , constante integral, el valor de -0.002.
- K_d , constante derivativa, el valor de 0.

Con estos valores de constantes se puede obtener una respuesta amortiguada de la válvula llegando en ciertos casos al punto de mantenerse cerrada.

4.2.2. CONTROL PID DE NIVEL DE CRUDO

El PID de control de nivel de crudo es también de tipo directo es decir a manera que la variable de proceso se mayor que el valor de operación fijado, la variable de control procederá a aumentar el valor de su control de salida, físicamente la válvula comenzará a abrir, permitiendo de esta manera que la variable de proceso, nivel de crudo llegue a su valor fijado. De la misma manera sucede cuando el valor de la variable de proceso empieza a ser inferior al del valor de operación fijado en este caso la válvula de control empieza a cerrar para que el nivel de crudo empiece a subir y vuelva a su valor fijado.

En este tipo de análisis de proceso se encontró que la velocidad de respuesta de la válvula debe ser bastante rápida, por lo que se fijo un

valor mínimo de apertura de un 20%, ya que el crudo que sale del separador es destinado como parte de la producción por lo que no debería quedarse sin flujo la línea, de llegar al caso de una alarma de nivel bajo entonces la válvula se cerrará debido a las protecciones del sistema que han sido implementadas.

El valor de las constantes encontrado para este PID de control fueron los siguientes:

- K_p , constante proporcional, el valor de 3.
- K_i , constante integral, el valor de -0.02.
- K_d , constante derivativa, el valor de 0.

Con estos valores de constantes se puede obtener una respuesta rápida de la válvula a cambios en la variable de proceso.

4.2.3. CONTROL PID DE PRESIÓN

El PID de control de nivel de presión es de tipo directo es decir a manera que la variable de proceso se mayor que el valor de operación fijado, la variable de control procederá a aumentar el valor de su control de salida, físicamente la válvula comenzará a abrir, permitiendo de esta manera que la variable de proceso, presión del separador, disminuya y llegue a su valor fijado. De la misma manera sucede cuando el valor de la variable de proceso empieza a ser inferior al del valor de operación fijado, en este caso la válvula de

control empieza a cerrar para que la presión del separador empiece a subir y vuelva a su valor fijado.

En este tipo de análisis de proceso se encontró que la velocidad de respuesta de la válvula no exige sea tan rápida, pudiendo suceder el caso de que la válvula se cierre para mantener el valor de presión en los valores fijados de operación.

El valor de las constantes encontrado para este PID de control fueron los siguientes:

- K_p , constante proporcional, el valor de 2.
- K_i , constante integral, el valor de -0.002.
- K_d , constante derivativa, el valor de 0.

Con estos valores de constantes se puede obtener una respuesta amortiguada de la válvula y debido a la demanda hasta en algún momento cerrarse.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

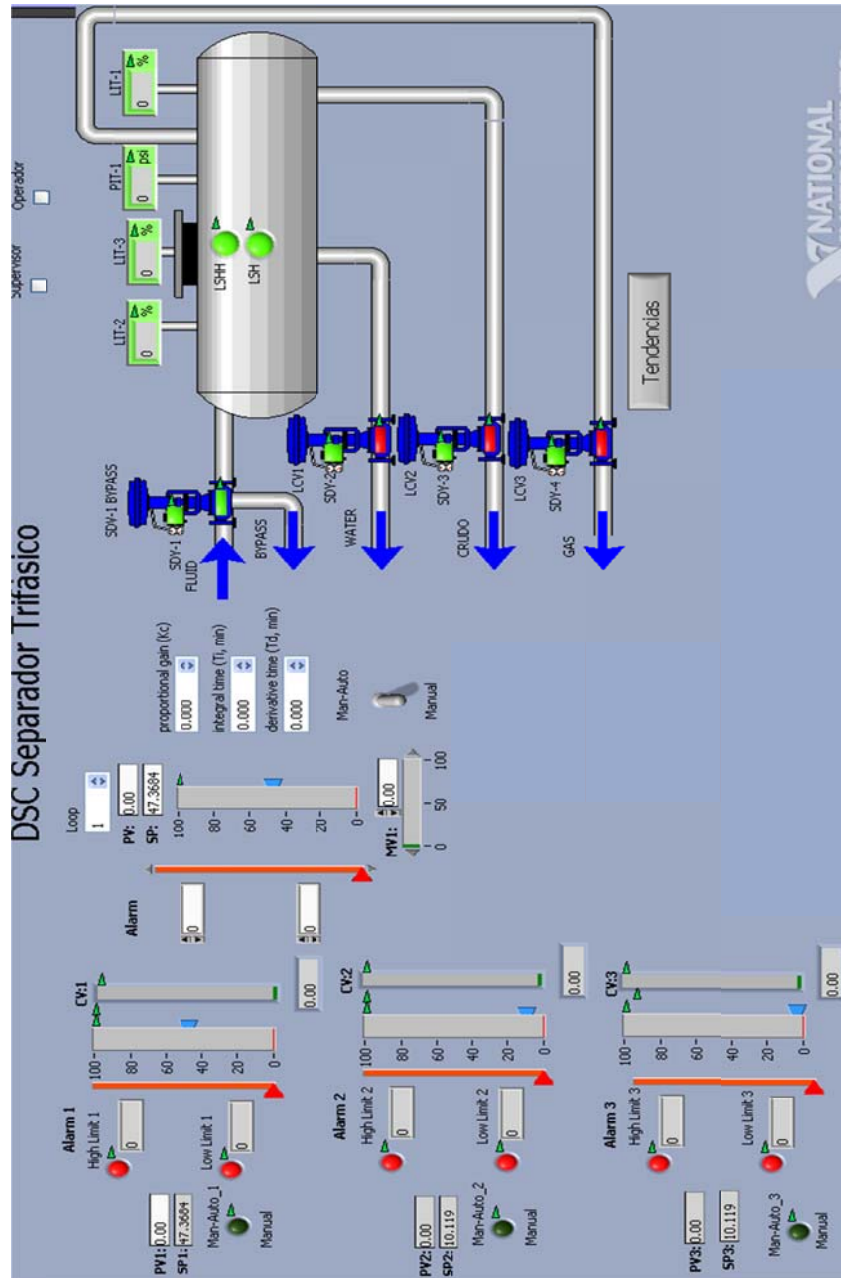
1. Labview en el sistema simulado de un separador trifásico no sólo ha sido una herramienta de programación, sino también se ha permitido desempeñar la función de análisis tipo laboratorio, de tal manera se puede proyectar posibles constantes para los PID de control en el proceso.
2. Se partió desde una necesidad de poder demostrar que Labview puede reemplazar el proceso de un separador trifásico gobernado por un PLC en una planta, y el poder brindarnos más herramientas de análisis y simulación, llegando a brindar un control del proceso con variadas herramientas de control y monitoreo.
3. Labview utiliza una programación gráfica que permite una mejor incorporación de bloques programados y la obtención de un interfaz amigable y de fácil acceso para el usuario.
4. Labview es una herramienta muy poderosa tanto para simulación de procesos como para la implementación de los mismos, permitiendo de esta manera poder migrar sistemas de control mediante PLC u otros a

un sistema con mayores herramientas como lo es el entorno de programación de Labview.

5. Mediante sencillos bloques de programación y herramientas de simulación propias de Labview, se consiguió replicar el proceso de un separador trifásico, lo que nos permite poder realizar análisis previos para una implementación futura, con respecto a tiempos de respuesta en válvulas de control.
6. Siempre es muy importante tener claro cómo funciona el proceso que se vaya a implementar, indistinto de cuál sea, antes de poder plasmar en una programación final en Labview. Utilizar las herramientas que nos brinda este poderoso software no exigen largos períodos de preparación para poder especializarse en su manejo.
7. Con el análisis de proceso a través de las tendencias de Labview nos permitió poder observar cómo sería la respuesta de la válvula a distintos valores de constantes, lo cual ayuda mucho para una puesta en marcha.

Anexos

Anexo A



Bibliografía y referencias

[1] National Instruments, Tutorial: Creating and Using Shared Variables in the LabVIEW 8.20 PDA Module, <http://zone.ni.com/devzone/cda/tut/p/id/4375>, fecha de consulta noviembre 2010.

[2] National Instruments, Enhanced System Security with the LabView Datalogging and Supervisory Control Module, <http://zone.ni.com/devzone/cda/tut/p/id/3322>, fecha de consulta noviembre 2010.

[3] National Instruments, LabVIEW Basics I: Introduction Course Manual, <https://www.sidweb.espol.edu.ec/private/download/4789/712445/doDownload?attachment=428010&websiteId=4789&folderId=17&docId=712445&websiteType=1&action=none&url=>, edición marzo 2004.

[4] National Instruments, LabVIEW Basics II Development Course Manual, http://www.saeiss.org/LabVIEWBasics_II.pdf, edición octubre 2005.

[5] Diego Medina, O.L. Quintero M., Diseño Integrado de un Tanque de Separación Trifásica de Crudo, <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9362/1/P29.pdf>, fecha de consulta diciembre 2010.