

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL PARA
LA REINYECCIÓN DE AGUA EN LOS POZOS DE PRODUCCIÓN
DE UNA ESTACIÓN PETROLERA**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
ELECTRÓNICA Y CONTROL**

JUAN CARLOS FREIRE NÚÑEZ
jc_fn@hotmail.com

DIRECTOR: Ing. ANA RODAS BENALCÁZAR
ana.rodas@epn.edi.ec

Quito, Agosto 2010

DECLARACIÓN

Yo, Juan Carlos Freire Núñez, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Juan Freire

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Juan Freire, bajo mi supervisión.

Ing. Ana Rodas Benalcázar
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A mis Padres, Juanita y Rolando, por su sacrificio y comprensión.

A mis Hermanos, que son mi soporte y alegría

A mis Abuelitos, por su ayuda y apoyo en todo momento.

A mi Amor, Eli... por ser mi inspiración, mi esposa y mi amiga.

A la empresa Proyectos Integrales del Ecuador PIL S. A. por brindarme el apoyo y la información necesaria.

Al Ing. Patricio Cruz y Ing. Ana Rodas por su guía para la realización de este trabajo.

Juan Carlos

DEDICATORIA

A ti, mi Angelito que desde el cielo siempre me estarás guiando y cuidando. Que Dios te bendiga mi hijito.

Juan Carlos

CONTENIDO

CONTENIDO.....	VI
RESUMEN	XIII
PRESENTACIÓN	XIV
CAPITULO 1	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1. EL PETRÓLEO, SU ORIGEN Y LOCALIZACIÓN	2
1.2. PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO	3
1.2.1. LOCALIZACIÓN DEL YACIMIENTO	4
1.2.1.1. Exploración Geológica	4
1.2.1.2. Exploración Geofísica	5
1.2.1.2.1. Gravimetría	5
1.2.1.2.2. Sismografía.....	5
1.2.1.2.3. Magnetometría.....	5
1.2.2. PERFORACIÓN	6
1.2.2.1. Método de perforación por percusión.....	6
1.2.2.2. Método de perforación por rotación	6
1.2.3. EXTRACCIÓN	6
1.2.3.1. Recuperación primaria	7
1.2.3.1.1. Flujo Natural	8
1.2.3.1.2. Levantamiento artificial	8
1.2.3.2. Recuperación secundaria.....	9
1.2.3.2.1. Inyección de agua.....	9
1.2.3.2.2. Inyección de gas.....	12
1.2.3.3. Recuperación terciaria	12

1.2.4. TRANSPORTE	13
1.2.5. ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN	13
1.2.5.1. Las líneas de flujo	14
1.2.5.2. El múltiple o Manifold	15
1.2.5.3. Los separadores	15
1.2.5.4. Los tanques.....	15
1.3. SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA	15
1.3.1. TRATAMIENTO DEL AGUA DE FORMACIÓN	16
1.3.1.1. Hidrociclones.....	16
1.3.1.2. Water Skimmer	17
1.3.2. REINYECCIÓN DE AGUAS DE FORMACIÓN.....	18
1.3.2.1. Bombas Booster.....	19
1.3.2.2. Bombas de Inyección.....	19
1.3.3. POZO INYECTOR.....	19
1.4. EXPLICACIÓN DEL PROYECTO	20
CAPITULO 2	21
DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN HARDWARE DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA	21
2.1. SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DE LA ESTACIÓN PETROLERA.....	22
2.1.1. INSTRUMENTOS DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA....	23
2.1.1.1. Instrumentación en el área del separador.....	23
2.1.1.2. Instrumentación en el área de bombas de inyección	31
2.1.2. TABLERO DE CONTROL EXISTENTE.....	33

2.1.3. TABLEROS EXISTENTES DE LAS BOMBAS DE INYECCIÓN DE AGUA	34
2.2. DISEÑO DEL TABLERO DE CONTROL DEL PLC	37
2.2.1. LISTADO DE SEÑALES EN EL ÁREA DEL SEPARADOR	37
2.2.2. MÓDULOS I/O, PLC Y ACCESORIOS	39
2.2.2.1. Módulo 1756-IB32	39
2.2.2.2. Módulo 1756-OF4	39
2.2.2.3. Módulo 1756-IF16	40
2.2.2.4. Módulo 1756-OW16I	40
2.2.2.5. Módulo 1756-ENBT y 1756-CNBR	40
2.2.2.6. Módulo 1756-L61	41
2.2.2.7. Chasis 1756-A10	41
2.2.2.8. Panel View Plus 1000	42
2.2.2.9. Switch 405FX	42
2.2.2.10. Fuente de Energía	43
2.2.2.11. Fuente de Energía del PLC	43
2.2.2.12. Bornera de fusible	44
2.2.2.13. Bornera de paso	44
2.2.3. SELECCIÓN DEL GABINETE	44
2.3. TABLERO DE LAS BOMBAS P-612A Y P-612B	52
2.3.1. SEÑALES DE LAS BOMBAS P-612A Y P-612B	55
2.4. TABLERO DE LAS BOMBAS P-601C Y P-601D	56
2.4.1. SEÑALES DE LAS BOMBAS P-601C Y P-601D	60
2.5. CABLES PARA LAS CONEXIONES DE LOS INSTRUMENTOS	61

2.5.1.	CAIDA DE VOLTAJE EN LOS CABLES.....	63
2.5.2.	LISTA DE CABLES Y CONECTOR.....	65
2.6.	CABLE PARA LA COMUNICACIÓN DE LOS TABLEROS.....	66
2.6.1.	TUBERÍA PARA EL CABLE DE COMUNICACIÓN.....	68
2.7.	ESTUDIO DE CARGA DE LOS EQUIPOS INSTALADOS	69
CAPÍTULO 3		72
DESARROLLO DEL SOFTWARE DEL SISTEMA DE CONTROL.....		72
3.1.	RSLOGIX 5000	73
3.1.1.	CONFIGURACIONES EN RSLOGIX 5000.....	74
3.1.1.1.	DISTRIBUCIÓN DE ENTRADAS Y SALIDAS.....	77
3.1.1.2.	CREACIÓN DE TAGS	82
3.1.1.3.	CREACIÓN DE RUTINAS.....	84
3.2.	DESCRIPCIÓN DEI PROGRAMA DE CONTROL IMPLEMENTADO EN EL PLC	86
3.2.1.	FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL.....	86
3.2.2.	MATRIZ CAUSA-EFECTO	88
3.2.3.	ESTRUCTURA DEL PROGRAMA	90
3.2.3.1.	MainRoutine	91
3.2.3.2.	Subrutina InputCopy	92
3.2.3.3.	Subrutina CustomLogic.....	94
3.2.3.4.	Subrutina V601	95
3.2.3.5.	Subrutina WIP	100
3.2.3.6.	Subrutina Utilities	102
3.2.3.7.	Subrutina ESD	103

3.2.3.8.	Subrutina Diagnostic	104
3.2.3.9.	Subrutina CauseEfect	104
3.2.3.10.	Subrutina ToneManagement	106
3.2.3.11.	Subrutina AckResetFirsOut	106
3.2.3.12.	Subrutina OutputCopy	107
3.3.	FACTORY TALK VIEW STUDIO – MACHINE EDITION	108
3.3.1.	APLICACIONES EN FACTORY TALK VIEW ME	109
3.3.1.1.	Test Aplication.....	112
3.4.	HMI DESARROLLADO EN FACTORY TALK VIEW ME.....	112
3.4.1.	PANTALLA MAIN	112
3.4.2.	PANTALLA LOGIN	114
3.4.3.	PANTALLA V601	115
3.4.4.	PANTALLA INJECTION PUMPS.....	116
3.4.5.	PANTALLA UTILITIES.....	119
3.4.6.	PANTALLA DIAGNOSTIC	119
3.4.7.	PANTALLA ALARMS.....	121
3.5.	CONFIGURACIÓN DE COMUNICACIONES	121
3.5.1.	RED ETHERNET/IP	122
3.5.2.	CONTROLNET.....	123
3.5.2.	RSNETWORK.....	124
CAPITULO 4	128
PRUEBAS Y RESULTADOS.....		128
4.1.	PRUEBAS TABLEROS DE CONTROL	129

4.1.1.	PRUEBA DE ACEPTACION EN SITIO (SAT)	129
4.1.1.1.	Inventario Del Equipo	129
4.1.1.2.	Armado y Cableado Del Sistema	130
4.1.1.3.	Energización.	130
4.1.2.	Verificación De Las I/O Del Sistema.....	130
4.1.2.1.	Verificación Entradas Digitales.....	131
4.1.2.2.	Verificación Salidas Digitales	132
4.1.2.3.	Verificación Entradas Analógicas.....	133
4.1.2.4.	Verificación Salidas Analógicas	133
4.2.	PRUEBAS DE CONECTIVIDAD EN LA RED	134
4.3.	PRUEBAS DE LAS HMI.....	136
4.3.1.	PRUEBAS SEPARADOR V-601.....	137
4.3.1.1.	Válvulas SDV-CV603 y SDV-CV604.....	137
4.3.1.2.	Válvula PDV-V601B	139
4.3.1.3.	Válvula PV-601A.....	140
4.3.1.4.	Válvula LV-601B	142
4.3.2.	PRUEBAS BOMBAS DE INYECCIÓN	143
4.3.2.1.	Bombas Booster P-612A y P-612B	144
4.3.2.2.	Bombas Inyección P-601C y P-601D.....	144
4.3.3.	ALARMAS	145
4.3.3.1.	Generación y Reconocimiento de Alarmas Digitales	145
4.3.3.2.	Generación y Reconocimiento de Alarmas Analógicas.....	146
4.3.3.3.	Pantalla de los Históricos de Alarmas.....	147

4.3.4. BYPASS	148
4.3.4.1. Bypass Señales Digitales.....	148
4.3.4.2. Bypass Señales Analógicas.....	150
CAPITULO 5	152
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	152
5.1. CONCLUSIONES	153
5.2. RECOMENDACIONES.....	153
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	154
ANEXOS	158

RESUMEN

El presente proyecto de titulación tiene como finalidad poner operativo el sistema de reinyección de agua de una estación petrolera ubicada en el oriente ecuatoriano, cuyos requerimientos fueron la implementación de un sistema de control y monitoreo del proceso de reinyección de agua, utilizando los diferentes elementos existentes en dicho proceso tales como: sensores de presión, sensores de temperatura, sensores de nivel, sensores de vibración y actuadores eléctricos.

La solución propuesta fue la de desarrollar una HMI híbrido ON/OFF y PID con el software FactoryTalk View ME y un sistema de control desarrollado con el software RSLogix 5000. Para el monitoreo se configuró un Panel View el cual permite a los operadores la facilidad de visualizar los datos en forma amigable y en tiempo real, recibir las advertencias y alarmas configuradas en el sistema. Para el control se utilizó un PLC con sus respectivas tarjetas de entrada, salida y comunicación para recibir las señales de los instrumentos del área del separador, del área de las bombas y del área de utilidades.

Como resultado de la aplicación e implementación del sistema descrito se obtiene un flujo constante de agua hacia los pozos de reinyección de agua, así como también ofrece al personal de operación y mantenimiento herramientas para realizar el control y monitoreo de las variables involucradas en el proceso a través de los instrumentos y señales del separador, bombas booster, bombas de inyección, variadores de las mismas bombas, además del monitoreo de las señales de los equipos de utilidades como son el tanque de agua para el sistema contra incendios y el sumidero de la estación.

PRESENTACIÓN

En la actualidad el desarrollo de la tecnología y comunicaciones ha hecho posible el monitoreo y control de procesos, facilitando su manejo, optimizando tiempo y dinero. Este proyecto busca actualizar el sistema de control para la operación del sistema de inyección de agua en la estación Petrolera.

El primer Capítulo, presenta una serie de conceptos básicos que ayudarán a entender el sistema de reinyección de agua.

El segundo Capítulo, se muestra como está el sistema de reinyección de agua de la estación petrolera. También hace referencia al diseño del nuevo tablero de control, los módulos de Entrada/Salida, tarjetas de comunicación, accesorios, cables para la conexión de los instrumentos, cable para la comunicación.

El tercer Capítulo, presenta una explicación del algoritmo de control que se diseñó para el PLC y las configuraciones. Además, se muestran las pantallas del HMI en el Panel View.

El cuarto Capítulo, se indicará los resultados obtenidos al realizar pruebas tanto al tablero de control como al HMI del Panel View.

El quinto Capítulo, presenta las conclusiones y recomendaciones a las cuales se llegó después de haber finalizado el presente proyecto.

CAPITULO 1
INTRODUCCIÓN

1.1. EL PETRÓLEO, SU ORIGEN Y LOCALIZACIÓN

El petróleo es un recurso natural y una de las fuentes de energía más importante. La palabra petróleo proviene del latín "PETROLEUM", que significa "ACEITE DE PIEDRA".

El petróleo es un compuesto químico complejo en el que coexisten partes sólidas, líquidas y gaseosas. Lo forman, por una parte, unos compuestos denominados hidrocarburos, formados por átomos de carbono e hidrógeno y, por otra, pequeñas proporciones de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales. Su color es variable, entre el ámbar y el negro.

En la industria petrolera, la palabra "crudo" se refiere al petróleo en su forma natural no refinado, tal como sale de la tierra.

Se sabe que la formación del petróleo está asociada al desarrollo de rocas sedimentarias, depositadas en ambientes marinos o próximos al mar, y que es el resultado de procesos de descomposición de organismos de origen vegetal y animal que en tiempos remotos quedaron incorporados en esos depósitos, sometidos a grandes presiones y altas temperaturas, junto con la acción de bacterias.

El hecho de que su origen sea muy diverso, provoca que su presencia sea también muy variada: líquido, dentro de rocas porosas y entre los huecos de las piedras; volátil, es decir, un líquido que se vuelve gas al contacto con el aire; semisólido, con textura de ceras. En cualquier caso, el petróleo, de por sí, es un líquido y se encuentra mezclado con gases y con agua.

Al ser un compuesto líquido, su presencia no se localiza habitualmente en el lugar en el que se generó, sino que, por fenómenos de migración sufre movimientos verticales o laterales, filtrándose a través de rocas porosas, a veces una distancia considerable, hasta encontrar una salida al exterior en cuyo caso parte se evapora y parte se oxida al contactar con el aire. Por esto el petróleo en sí

desaparece o se filtra hasta encontrar unas rocas llamadas "rocas almacén", en las cuales se concentra y permanece. Esta trampa le impide la migración hasta la superficie, entonces se habla de un yacimiento.

Un yacimiento es aquella parte de una trampa porosa que contiene petróleo, gas o ambos como un sistema hidráulico conectado, y a veces asociado a un acuífero.

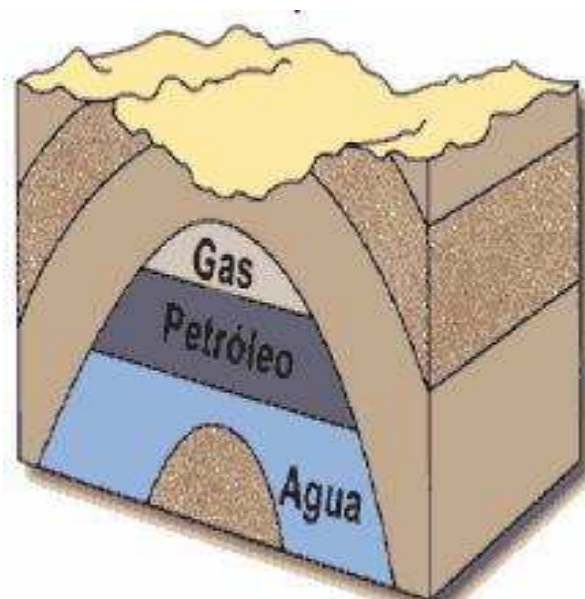


Figura. 1.1 Localización del Petróleo.

1.2. PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO

La producción de petróleo es el proceso de sacar de manera ordenada y planificada el crudo que la naturaleza ha acumulado en yacimientos subterráneos teniendo cuidado en la protección ambiental.

El proceso de producción de petróleo se lo puede resumir en las cinco fases (Figura 1.2) que son:

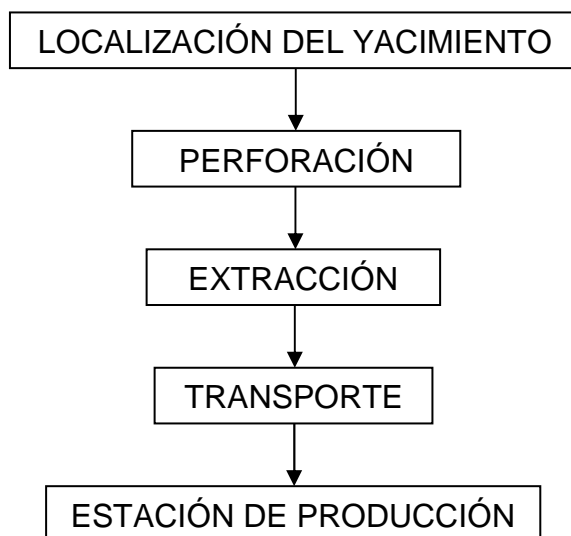


Figura. 1.2 Proceso de Producción de Petróleo.

1.2.1. LOCALIZACIÓN DEL YACIMIENTO

En la industria petrolera cuando se habla del término localización o exploración se refiere a la búsqueda de nuevos yacimientos de hidrocarburos.

A través de los años se han desarrollado técnicas y nuevas tecnologías para la localización de nuevos reservorios, pero hasta ahora no se ha desarrollado un método directo que permita ubicar con mayor facilidad estos yacimientos.

Las técnicas empleadas para esta búsqueda son muy variadas y las más utilizadas son las siguientes:

1.2.1.1. Exploración Geológica

Uno de los primeros pasos en la búsqueda del petróleo es la obtención de fotografías o imágenes por satélite, avión o radar de una superficie determinada. Esto permite elaborar mapas geológicos en los que se identifican características de un área, tales como vegetación, topografía, corrientes de agua, tipo de roca, fallas geológicas, anomalías térmicas. Esta información da una idea de aquellas zonas que tienen condiciones propicias para la presencia de yacimientos.

1.2.1.2. Exploración Geofísica

Implica el empleo de equipos de superficie para buscar estructuras subterráneas que pudieran contener petróleo; entre las técnicas usadas para la exploración geofísica se tienen: Gravimetría, Sismografía, Magnetometría.

1.2.1.2.1. Gravimetría

Este método aprovecha las diferencias de la gravedad en distintos sectores, dentro del área a explorarse. Los valores obtenidos en cada estación son registrados en un mapa de la zona y posteriormente analizados. Para ello se usa un instrumento llamado gravímetro.

1.2.1.2.2. Sismografía

Determina las velocidades de propagación de ondas sísmicas, generadas en el subsuelo por una explosión, las cuales son detectadas en la superficie por sismógrafos. En la superficie se cubre cierta área con dichos aparatos, unidos por cables entre sí y conectados a una estación receptora, la cual envía la información a un computador y mediante un programa se va dibujando el interior de la tierra; pudiendo determinar de esta manera la posición, profundidad y fallas favorables a la acumulación de hidrocarburos.

1.2.1.2.3. Magnetometría

Se funda en que el campo magnético terrestre varía en forma irregular debido a la diferente permeabilidad magnética de las distintas rocas de la corteza terrestre. El método consiste en ir tomando cuidadosas lecturas con la ayuda de magnetómetros muy sensibles, los valores son llevados a un mapa de la región y analizados por el geofísico para verificar si existe suficiente variación en las lecturas para indicar la existencia de un yacimiento.

1.2.2. PERFORACIÓN

Una vez localizado el petróleo es necesario llevarlo desde el yacimiento hasta la superficie, para ello se utilizan los siguientes métodos de perforación.

1.2.2.1. Método de perforación por percusión

Este método se halla ya en desuso. Se empleaba un trépano de acero duro, suspendido por medio de un cable, que penetraba en el suelo por golpes verticales. El trépano era movido por un balancín. Existían sistemas de percusión por circulación de agua a través de una columna de piezas tubulares que sostenía la sonda y que servían para extraer los fragmentos de roca. La velocidad de avance no era muy rápida, unos 20 ó 30 m cada 24 horas.

1.2.2.2. Método de perforación por rotación

Consiste en excavar un pozo por medio de un trépano con dientes que rompen la roca, cuchillas que la separan y diamantes que gira a gran velocidad (300 revoluciones o más por minuto), situado en el extremo de una columna de tubos de acero, en cuya parte superior se añaden nuevos tubos a medida que la profundidad de la perforación aumenta.

La mayor parte del petróleo se ha determinado que se encuentra a una profundidad de entre 900 y 5.000 metros, aunque hay pozos que llegan a los 7.000 u 8.000 metros.

1.2.3. EXTRACCIÓN

Luego de haber realizado la perforación, el pozo está en condiciones de producir. En este momento puede ocurrir que el pozo sea puesto en funcionamiento por surgencia natural (extracción sin necesidad de ayuda), lo que no ocurre en la mayoría de las perforaciones. Los fluidos de un yacimiento (petróleo, gas, agua) entran a los pozos impulsados por la presión a los que están confinados en el mismo. Si la presión es suficiente, el pozo resultará surgente (produce sin

necesidad de ayuda). Pero en la mayoría de los casos esta surgencia natural decrece y el pozo deja de producir. Para proseguir con la extracción se procede a la utilización de métodos de recuperación de petróleo.

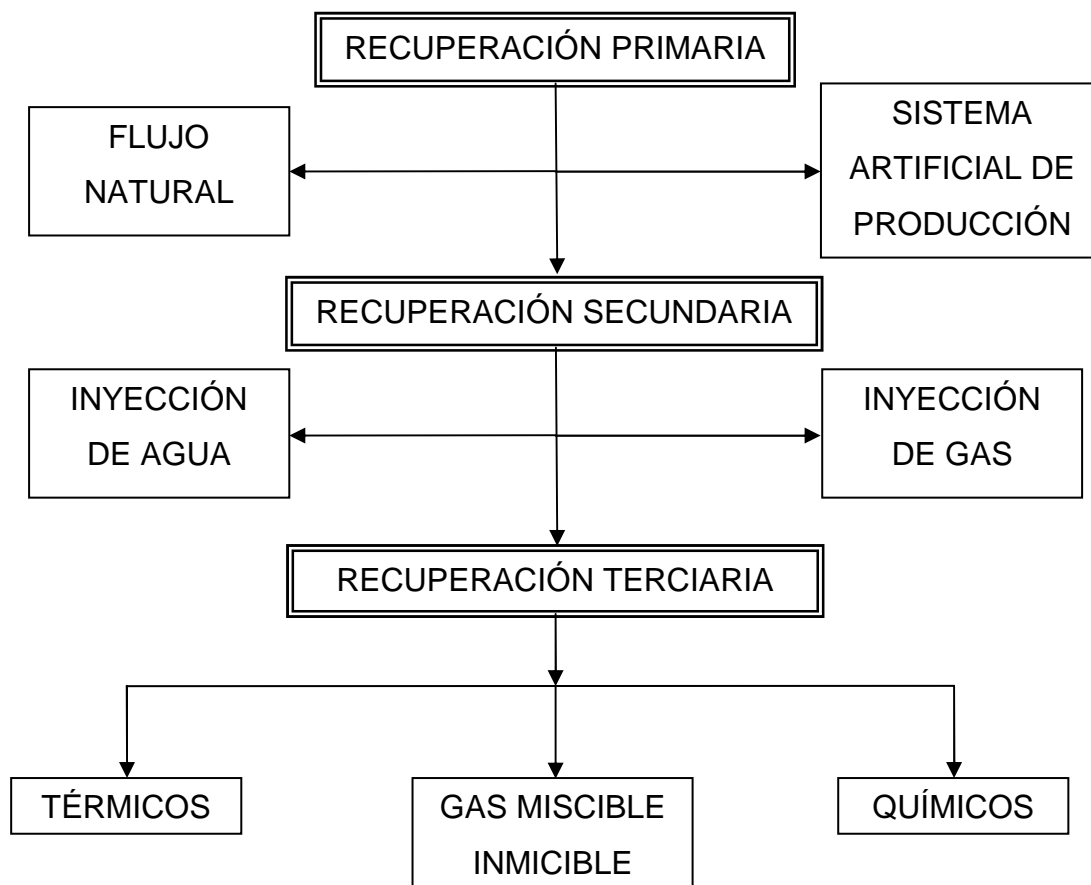


Figura. 1.3 Métodos de recuperación de petróleo.

1.2.3.1. Recuperación primaria

Si la presión subterránea en el yacimiento es suficiente, esta presión forzará el crudo a la superficie. En esta situación, en la cabeza del pozo se coloca un arreglo complejo de válvulas (Árbol de Navidad) para conectar la tubería y poder transportar el crudo a estaciones de producción.

La recuperación primaria se puede dar por las siguientes causas:

1.2.3.1.1. Flujo Natural

Tres son las causas que pueden originar el empuje natural.

1. La presión del agua subyacente, que al transmitirse al petróleo, lo obliga a subir. Ésta es la más efectiva.
2. La presión del gas libre que cubre al petróleo, que se transmite a éste y lo impulsa en su ascenso.
3. Cuando no existe gas libre y el agua no tiene presión suficiente o tampoco existe, al disminuir la presión por la perforación del pozo, el gas disuelto en el petróleo se desprende y al expandirse lo hace surgir. Esta es la menos efectiva de las tres

1.2.3.1.2. Levantamiento artificial

Cuando el pozo deja de producir por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para poder llevar el crudo desde el yacimiento hasta la superficie. Entre los métodos de extracción artificial se cuentan los siguientes:

1. El bombeo mecánico, es el más antiguo, se aplica en pozos de hasta 2.500 m. de profundidad. Consiste en una bomba vertical colocada en la parte inferior de la tubería, accionada por varillas de bombeo de acero que corren dentro de la tubería movidas por un balancín ubicado en la superficie al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de la biela y la manivela, las que a su vez se accionan a través de una caja reductora movida por un motor.
2. Extracción con gas o Gas Lift. Consiste en inyectar gas a presión en la tubería para alivianar la columna de petróleo y hacerlo llegar a la superficie. La inyección de gas se hace en varios sitios de la tubería a través de válvulas reguladas que abren y cierran el gas automáticamente. Este procedimiento se suele comenzar a aplicar antes de que la producción natural cese completamente.

3. Pistón accionado a gas (plunger lift). Es un pistón viajero que es empujado por gas propio del pozo y trae a la superficie el petróleo que se acumula entre viaje y viaje del pistón.
4. Bomba centrífuga y motor eléctrico sumergible. Es una bomba de varias paletas montadas axialmente en un eje vertical unido a un motor eléctrico. El conjunto se baja en el pozo con una tubería especial que lleva un cable adosado, para transmitir la energía eléctrica al motor. Permite bombear grandes volúmenes de fluidos.
5. Bomba de cavidad progresiva. El fluido del pozo es elevado por la acción de un elemento rotativo de geometría helicoidal (rotor) dentro de un alojamiento semielástico de igual geometría (estator) que permanece estático. El efecto resultante de la rotación del rotor es el desplazamiento hacia arriba de los fluidos que llenan las cavidades formadas entre rotor y estator.

A medida que se continúa retirando líquido del yacimiento, la presión del mismo va disminuyendo poco a poco. Cuando la presión del yacimiento ya no es suficiente se procede con el siguiente tipo de recuperación.

1.2.3.2. Recuperación secundaria

Durante la vida productiva del yacimiento la presión descenderá y es entonces cuando se requiere hacer Recuperación Secundaria, que es la inyección de agua o de gas para compensar la pérdida de presión y la ayuda mediante bombas para extraer el petróleo.

1.2.3.2.1. Inyección de agua

El método de recuperación por inyección de agua se realiza por medio de pozos llamados inyectores que se pueden encontrar en medio de varios pozos productores o alrededor de ellos con el fin de facilitar el desplazamiento de crudo por el medio poroso hasta el pozo y posteriormente hasta la superficie. Hoy en

día, más de la mitad de la producción mundial de petróleo se logra gracias a la inyección de agua, siendo este el principal método de recuperación secundaria.

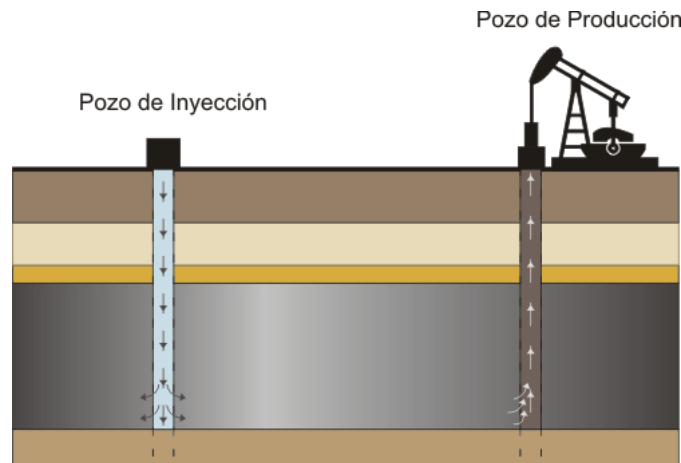


Figura. 1.4 Recuperación secundaria, inyección de agua.

El agua proveniente de un pozo inyector penetra entre los poros de la roca saturada con petróleo y lo empuja hacia las zonas de menor presión, es decir hacia el pozo productor, de esta forma se logra la producción a través de la inyección de agua.

La inyección de agua puede llevarse a cabo de dos formas de acuerdo con la posición de los pozos inyectores y los productores:

- Inyección periférica o externa, este método consiste en la inyección de agua en el área externa de la zona de petróleo a través de pozos inyectores cuya profundidad debe ser la adecuada para que el agua sea añadida al acuífero relacionado al yacimiento y de esta forma aumentar su influencia en la producción. Este tipo de inyección se realiza cuando no se tiene una buena descripción del yacimiento, por esta razón presenta varias desventajas como la incapacidad de realizar un seguimiento detallado del flujo de la invasión, el lento proceso invasión-desplazamiento y en el peor de los casos el método puede fallar por no existir una conexión adecuada entre la periferia y la zona de petróleo.

Por otro lado presenta varias ventajas como la mínima cantidad de pozos usados puesto que viejos pozos pueden ser usados como inyectores reduciendo así la inversión económica, además de la excelente relación de producción petróleo-agua que se logra si existe una conexión adecuada entre la periferia y la zona de petróleo.

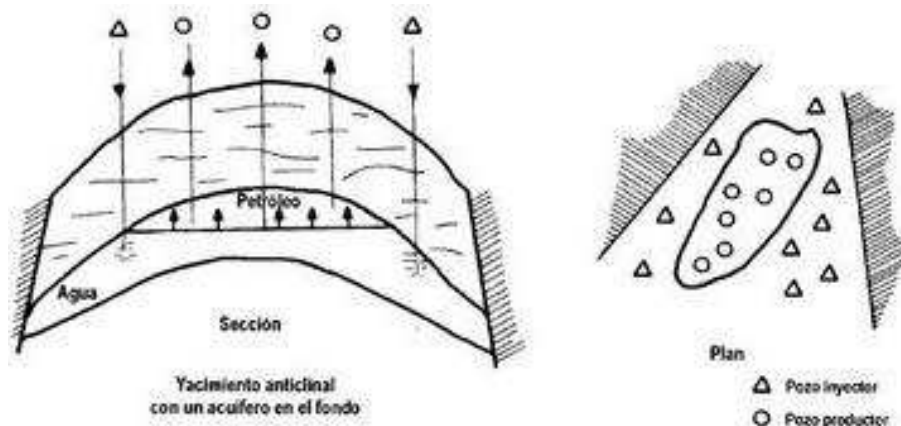


Figura 1.5 Inyección Periférica.

- Inyección dispersa, Este método consiste en la inyección de agua dentro de la zona de petróleo, generando así el desplazamiento de los fluidos presentes en el área hacia los pozos productores que están posicionados en arreglo geométrico con respecto a los inyectores. El arreglo de pozos tanto productores como inyectores dependerá de los límites del yacimiento así como de propiedades tales como permeabilidad y porosidad que presente el mismo. Este método presenta una serie de ventajas bastante interesantes como la rápida respuesta a la estimación del yacimiento, volumen considerable de petróleo recuperado en poco tiempo y el fácil control y seguimiento del flujo de invasión en la formación.

Pero como todo método también tiene sus desventajas, la principal es la considerable inversión económica que requiere debido a la cantidad de pozos usados, además de mayor requerimiento de recursos humanos puesto que se debe tener un mayor control y seguimiento en todo el proceso.

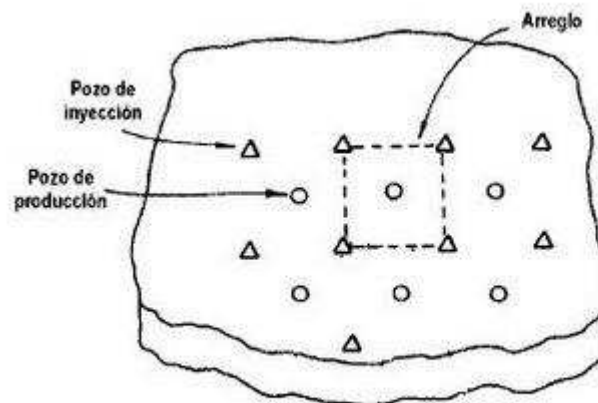


Figura1.6 Inyección Dispersa.

1.2.3.2.2. *Inyección de gas*

Es un proceso donde el gas se inyecta en el yacimiento con la finalidad de aumentar la recuperación manteniendo la presión dentro del yacimiento.

Cuando la recuperación secundaria deja de ser efectiva, se inicia el tratamiento terciario o recuperación asistida del pozo de petróleo

1.2.3.3. **Recuperación terciaria**

El pozo se encuentra en la etapa final de su historia utilizable, al paso del tiempo por más agua o gas que se inyecte y aunque se usen avanzados sistemas de bombeo ya no se recupera más petróleo, y la declinación comienza, en este punto debe aplicarse Recuperación Terciaria o Mejorada, la cual tiene varios métodos entre los que se encuentran el uso de químicos como los polímeros y surfactantes, térmicos (Estimulación con vapor y combustión en sitio), miscible (Hidrocarburos solventes), microbiales, eléctricos, vibratoriales de perforación horizontal, entre otros.

1.2.4. TRANSPORTE

Normalmente los pozos petrolíferos se encuentran en zonas muy alejadas de los lugares o estaciones de tratamiento del crudo, de modo que la conducción del petróleo se lo hace por tuberías que van del pozo a la estación de producción.

1.2.5. ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN

La estación de producción es el lugar donde llega el crudo de todos los pozos de producción. El petróleo extraído generalmente viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que en esta estación se deben construir previamente las facilidades de producción, separación y almacenamiento con la finalidad de que el petróleo tenga un porcentaje mínimo de agua y sedimentos que debe ser menor al 1% BSW (Basic sediment and water).

Una vez separado de esos elementos (agua, gas y sedimentos), el petróleo se envía a los tanques de almacenamiento para luego ser transportado por los oleoductos hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación.

A continuación en la Figura 1.7 se indica la configuración básica de una estación de producción.

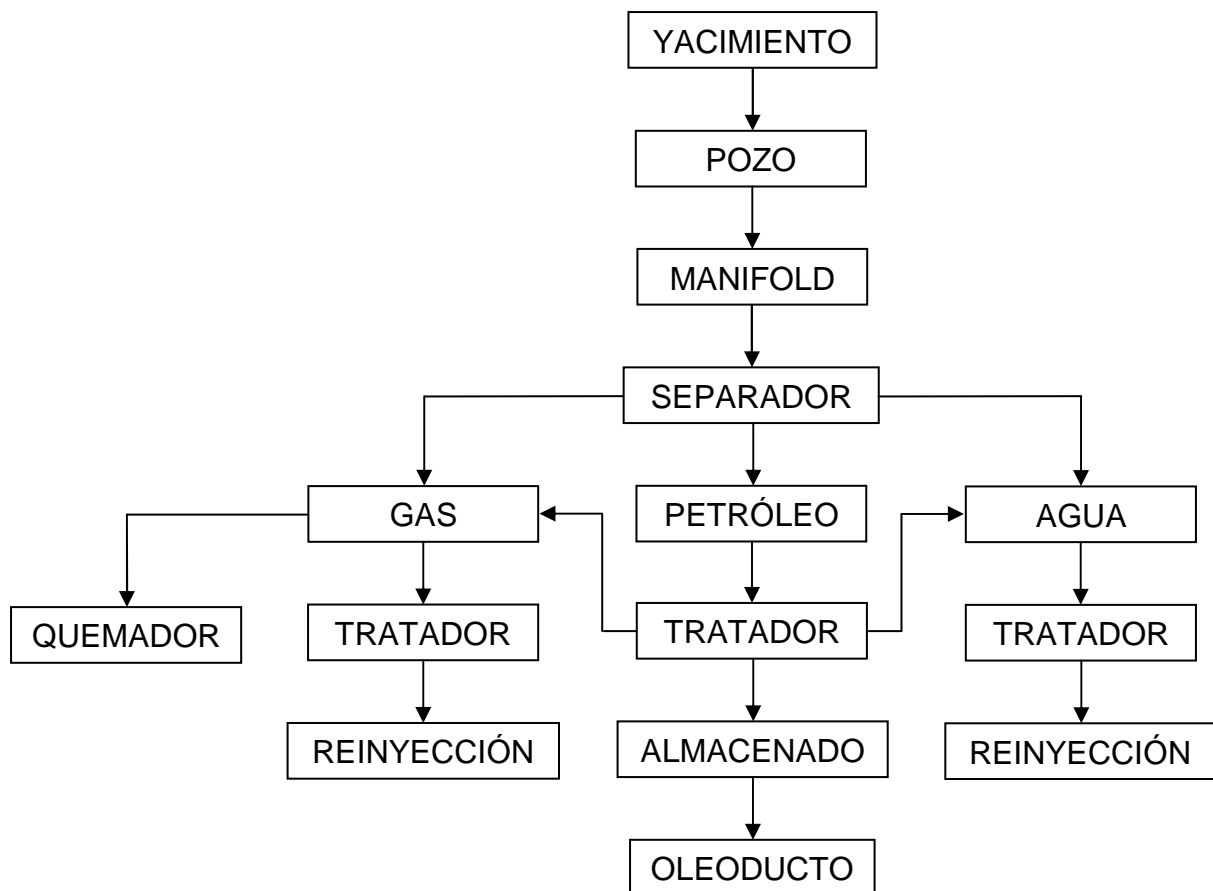


Figura. 1.7 Configuración básica Estación de Producción.

La configuración de una estación de producción consta de:

- Líneas de flujo.
- Múltiple (Manifold).
- Separadores.
- Tanques.

1.2.5.1. Las líneas de flujo

Son tuberías de diferente diámetro (2 a 4 pulgadas) que conducen la producción de cada pozo al sistema de recolección llamado Múltiple o Manifold para luego ser distribuidos a los diferentes equipos de producción.

1.2.5.2. El múltiple o Manifold

Permite recoger la producción de los pozos y distribuirlos a los separadores de producción o de prueba; así como también el aislamiento de pozos para pruebas individuales de producción. El múltiple facilita la distribución, el manejo y el control del flujo de los pozos por medio de las interconexiones del sistema y la disposición de válvulas.

1.2.5.3. Los separadores

Son recipientes a presión con la capacidad de separar los principales componentes del fluido de los pozos de producción como son: agua, gas y petróleo.

1.2.5.4. Los tanques

El petróleo después de pasar por los separadores es enviado al tanque de lavado y luego al tanque de reposo. Estos contenedores para la separación de petróleo, agua y gas, ya sea tanto por gravedad, acción química y acción térmica.

El agua producida en los separadores y los tanques es dirigida a la planta de tratamiento de agua. El petróleo crudo es removido del tanque de reposo y bombeado hacia el oleoducto. El gas natural obtenido tanto de los separadores como de los tanques es dirigido hacia la estación compresora de gas, chimenea o flare.

1.3. SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA

La producción de crudo está usualmente asociada con la producción de agua, dicha agua recibe el nombre de “Agua de formación”, y tiene altas concentraciones de sales minerales y metales pesados.

La presencia de hidrocarburos en el agua hace difícil la inyección de ésta en los pozos, como agua de inyección, para operaciones de recuperación. Esto es

debido a que las gotas de hidrocarburo puede causar severos taponamientos en la formación.

El agua producida debe ser tratada antes de ser dispuesta o inyectada en el reservorio. El propósito del tratamiento es remover el suficiente hidrocarburo del agua hasta que la cantidad remanente sea apropiada para la disposición o inyección de la misma.

1.3.1. TRATAMIENTO DEL AGUA DE FORMACIÓN

El tratamiento del agua de formación comienza evitando que entre en contacto con el oxígeno del aire, pues al entrar en contacto con el oxígeno se formarían reacciones químicas convirtiendo el agua de formación en corrosiva.

Los equipos de tratamiento de agua están conformados por hidrociclones, water skimmers.

1.3.1.1. Hidrociclones

Los hidrociclones son aparatos diseñados para separar la parte sólida de la parte fluida, el diseño típico de los hidrociclones consiste en introducir la mezcla sólido/fluido tangencial o axialmente en la parte superior de un recipiente cilíndrico.

La mezcla baja rotando por el hidrociclón. Debido a la fuerza centrífuga, la fase sólida se lanza hacia las paredes exteriores del hidrociclón, desciende y es recogida en la parte inferior, que frecuentemente acaba en un cono. La fase fluida, una vez en el fondo asciende rotando y es recogida mediante una tubería situada en el centro del hidrociclón.



Figura. 1.8 Hidrociclón.

1.3.1.2. Water Skimmer

Es un tanque o cilindro horizontal, su función es eliminar el contenido de petróleo en el agua de formación, al proporcionar un tiempo de residencia para que las partículas de petróleo o aceite se junten y la separación por diferencia de densidades ocurra. Se adicionan floculantes (sustancia química que aglutina sólidos en suspensión, provocando su precipitación) para ayudar a la formación de gotas grandes de petróleo. La película de petróleo que se forma en la superficie del equipo fluye a través de la tubería ubicada en la parte superior, para ser retornada al proceso.

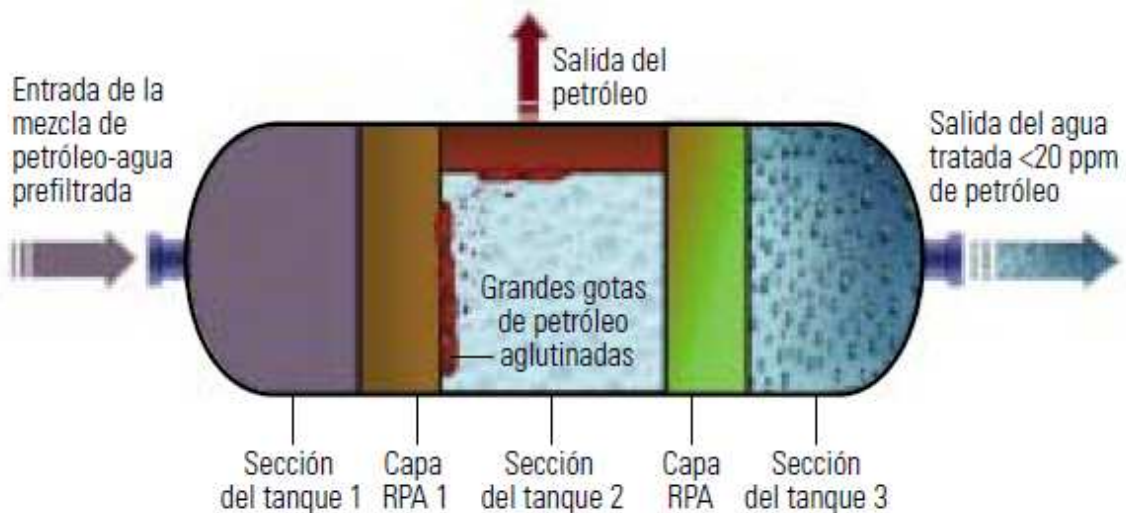


Figura. 1.9 Water Skimmer.

La mezcla de petróleo/agua ingresa al tanque y pasa por la capa RPA1 (absorbente de petróleo reutilizable) donde las diminutas gotas de petróleo son separadas del fluido. Una vez que la capa RPA1 es cargada con petróleo, el flujo de fluido continuo a través de la capa forza las pequeñas gotas de petróleo fuera de la capa para que ingresen en el TANQUE 2. Las gotas de petróleo aglutinadas son grandes y flotan hacia la superficie, donde el petróleo es recolectado para ser retornado al proceso. El proceso continua a través de las sucesivas capas, reduciendo finalmente el contenido de petróleo a menos de 20 ppm.

1.3.2. REINYECCIÓN DE AGUAS DE FORMACIÓN

Para la reinyección de agua de formación se requieren de bombas para elevar la presión del agua a ser inyectada por medio del pozo inyector. Las bombas son turbo máquinas generadoras para líquidos, y se utilizan para transformar la energía mecánica en energía hidráulica.

1.3.2.1. Bombas Booster

Las bombas booster o impulsoras son bombas centrífugas, trabajan con una presión de succión cero o negativa y una presión de mediano valor. Son usadas para asegurar la presión de succión requeridas por las bombas de inyección.

1.3.2.2. Bombas de Inyección

Son bombas centrífugas accionadas por un motor eléctrico, utilizadas para elevar la presión a niveles altos de 2000 PSI a 3500 PSI necesarios para inyectar el fluido por medio de los pozos de reinyección.

1.3.3. POZO INYECTOR

Generalmente son pozos productores agotados o también se puede realizar la perforación para un nuevo pozo inyector. Este pozo inyector es el encargado de llevar el agua de formación hacia el yacimiento.

1.4. EXPLICACIÓN DEL PROYECTO

Una vez revisados los conceptos anteriores el presente proyecto busca reactivar el sistema de control para la reinyección de agua de una estación petrolera, para lo cual y por medio de PROYECTOS INTEGRALES DEL ECUADOR PIL S. A. se trabajará en una estación petrolera ubicada en la amazonia ecuatoriana

En la estación petrolera el sistema de reinyección de agua dejó de funcionar debido a las siguientes causas:

- El sistema de control tiene una antigüedad de 15 años.
- Las tarjetas de entradas analógicas y digitales presentan fallas debido a la humedad existente en el tablero.
- Algunos instrumentos presentaban fallas.
- El Panel View instalado presenta dificultad a los operadores para poder verificar el funcionamiento del sistema.
- El Panel View no tenía restricciones de usuarios.

Se procederá a volver a poner operativo el sistema de control para la reinyección de agua, el mismo que constará de los siguientes elementos:

- Nuevo PLC de marca Allen Bradley serie ControlLogix.
- Tarjetas de entrada y salida para las nuevas y antiguas señales de los instrumentos.
- Nuevo Panel View que ofrecerá un sistema visual amigable para los operadores.
- Un nuevo tablero de control en el cual se alojarán todos los equipos necesarios para este sistema de control.
- Cambio en los cables que llevaran la información desde los diferentes instrumentos al PLC instalado en el tablero de control.

CAPITULO 2

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN HARDWARE DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA

2.1. SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DE LA ESTACIÓN PETROLERA

La estación petrolera, donde se va a proceder a reactivar el sistema, está compuesta como se muestra en la Figura 2.1:

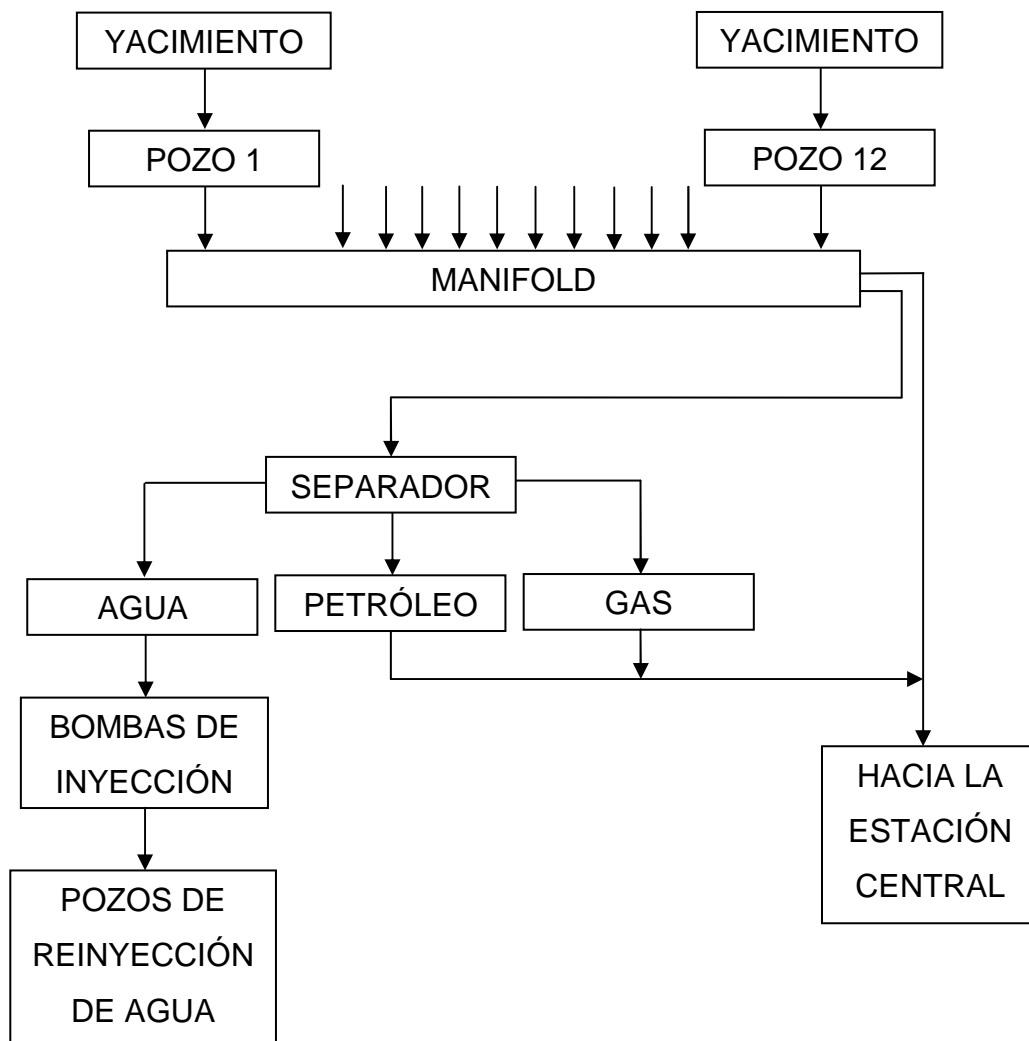


Figura2.1 Sistema de Reinyección de Agua.

La subestación en la que se va implementar la solución, consta de 12 pozos de producción, cuyos fluidos llegan al Manifold por medio de las líneas de flujo. El Manifold direcciona una gran cantidad de este fluido hacia la Estación Central, aproximadamente un 60%, y el 40% restante lo envía hacia el Separador

existente en dicha subestación el cual se encarga de separar el petróleo, agua y gas.

El gas y el petróleo separados son enviados hacia la Estación Central y el agua obtenida es direccionada hacia las bombas de inyección. Las bombas de inyección dirigen el agua recibida desde el separador hacia los dos pozos de reinyección.

2.1.1. INSTRUMENTOS DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA

Los instrumentos del sistema de reinyección de agua están divididos en las siguientes áreas:

2.1.1.1. Instrumentación en el área del separador

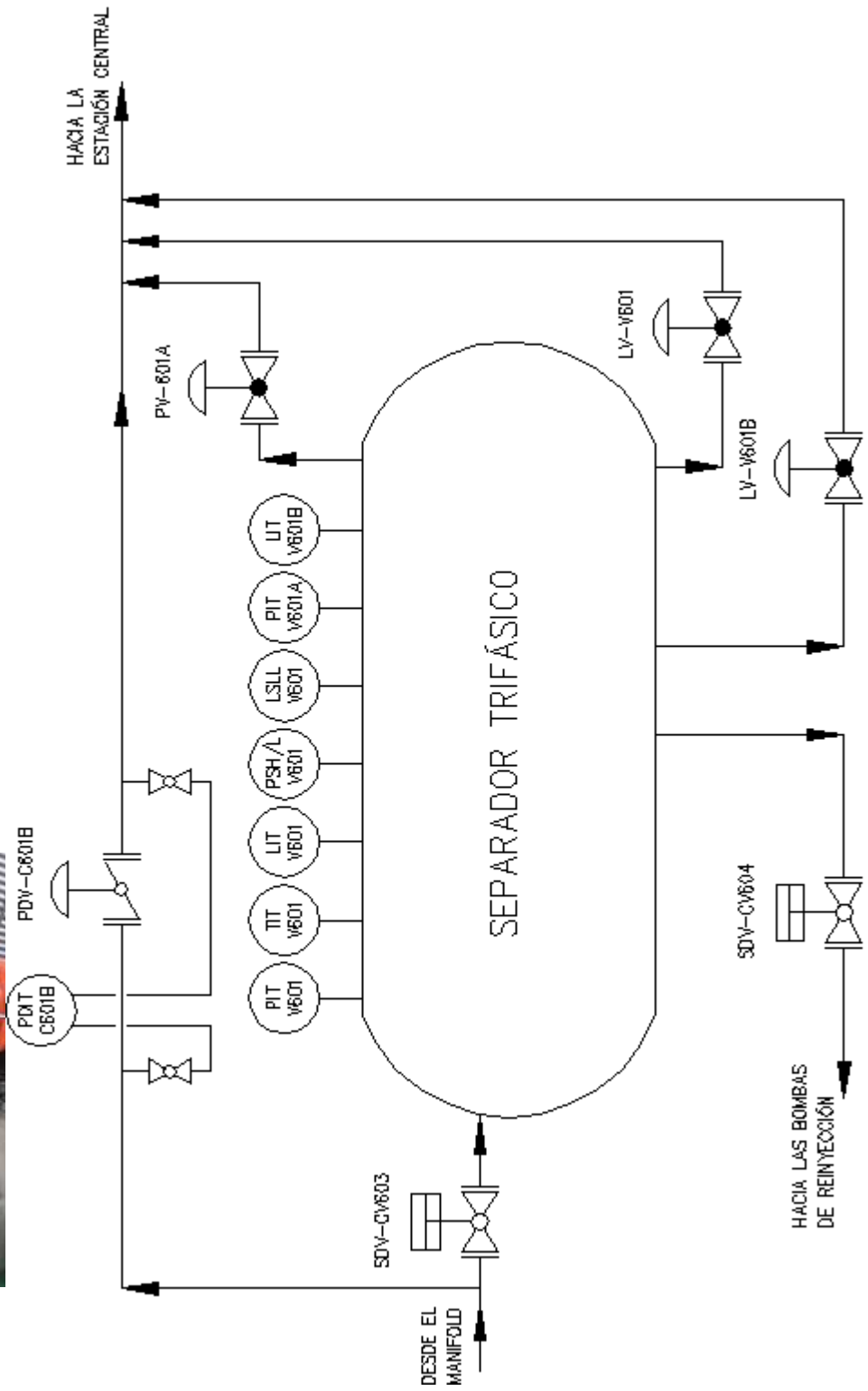
En el separador la instrumentación existen es la siguiente:

Figura2.2
Instrumentos del
separador.

- Válvula SDV-C603, esta válvula permite el ingreso del fluido que llega desde el Manifold hacia el separador.



Figura2.3 Válvula



SDV-C603.

- Válvula PDV-V601B, ésta válvula permite el Bypass el crudo que no ingresa al separador y es dirigido hacia la estación central, esta válvula es controlada por el transmisor indicador de presión diferencial PDIT-V601B.



Figura2.4 Válvula PDV-V601B.

- Transmisor indicador de presión diferencial PDIT-V601B, está ubicado en la línea de bypass este transmisor sirve para controla a la válvula PDV-V601B.



Figura2.5 PDIT-V601B.

- Transmisor indicador de presión PIT-V601, este instrumento indica la presión del separador.



Figura2.6 PIT-V601.

- Transmisor indicador de temperatura TIT-V601, este instrumento indica la temperatura del separador.



Figura2.7 TIT-V601.

- Transmisor indicador de nivel LIT-V601, indica el nivel de crudo a la salida del separador.



Figura2.8 LIT-V601.

- Switch de presión alta y baja PSH/L-V601, indica la alta o baja presión en el separador.



Figura2.9 PSH/L-V601.

- Switch de nivel bajo LSLL-V601, este instrumento indica el bajo nivel de fluido en el separador.



Figura2.10 LSLL-V601.

- Transmisor indicador de presión PIT-V601A, este instrumento indica la presión del separador y ayudará a controlar la válvula PV-V601A.



Figura2.11 PIT-V601A.

- Transmisor indicador de nivel LIT-V601B, indica el nivel de agua en el separador, controla a la válvula LV-V601B.



Figura2.12 LIT-V601B.

- Válvula PV-V601A, esta válvula controla la salida de gas del separador con la ayuda del transmisor indicador de presión PIT-V601A.



Figura2.13 PV-V601A.

- Válvula LV-V601B, esta válvula controla el nivel de agua excedente en el separado con la ayuda del transmisor indicador de nivel LIT-V601B.



Figura2.14 LV-V601B.

- Válvula LV-V601, controla el nivel de crudo en el separado con la ayuda del transmisor indicador de nivel LIT-V601.



Figura2.15 LV-V601.

- Válvula SDV-C604, permite el flujo de agua desde el separador hasta las bombas de inyección.



Figura2.16 SDV-C604.

2.1.1.2. Instrumentación en el área de bombas de inyección

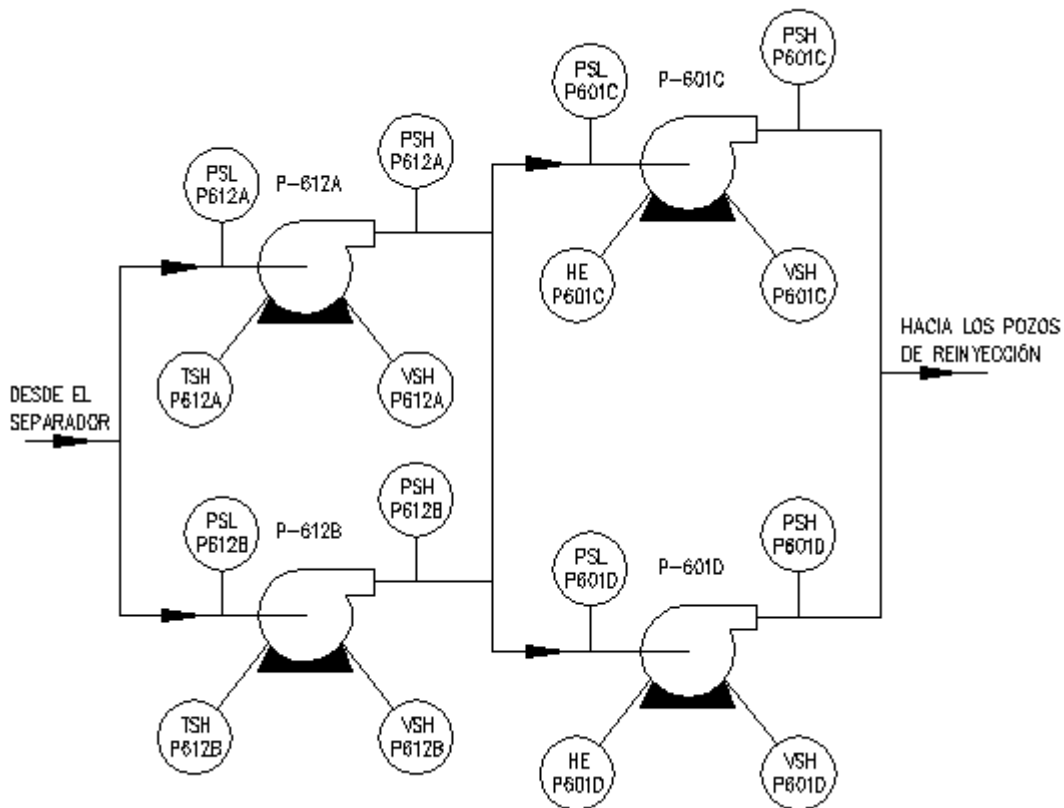


Figura2.17 Instrumentos en el área de bombas.

El sistema de reinyección de agua consta de dos bombas booster P-612A/B y dos bombas de inyección P-601C/D, cada una de estas bombas tienen sus respectivas protecciones existentes como lo son:

Para las Bombas P-612A y P-612B:

- Baja presión durante la succión PSL-P612A/B
- Alta presión durante la descarga PSH- P612A/B
- Alta presión diferencial a la entrada PDSH-P612A/B
- Alta temperatura de la bomba TSH- P612A/B
- Alta vibración de la bomba VSH- P612A/B

Para las Bombas P-601C y P-601D:

- Baja presión durante la succión PSL-P601C/D
- Alta presión durante la descarga PSH- P601C/D
- Alta vibración de la bomba VSH- P601C/D
- Monitoreo de corriente CT-VSDP601C/D
- Estado de cooler Exchange HE- P601C/D

2.1.2. TABLERO DE CONTROL EXISTENTE

El sistema de reinyección de agua cuenta con un tablero de control donde se encuentra el Panel View, PLC, tarjetas de entrada y salida, borneras de conexiones, fuente de energía, etc.

Este tablero se encuentra deteriorado, existen filtraciones de agua lo cual afectó a los componentes que se encuentran dentro. Será reemplazado por uno nuevo, el cual recogerá todas las señales del sistema de reinyección de agua. También se instalará un nuevo Panel View.



Figura2.18 Tablero de control.



Figura2.19 Tablero de control existente (vista interna).



Figura2.20 Panel View existente.

2.1.3. TABLEROS EXISTENTES DE LAS BOMBAS DE INYECCIÓN DE AGUA

Las bombas booster P-612A/B y las bombas de inyección P-601C/D, cuentan con un tablero de recolección de señales llamados RIO (Remote Input/Output) o RTU (Remote Terminal Unit). Estos tableros recogen las señales de temperatura, presión, vibración y las envían al tablero de control existente en el sistema de reinyección de agua. Estos tableros se los van a seguir utilizando, se añadirá un

módulo de comunicación ControlNet para monitorear las señales desde el nuevo tablero de control.



Figura2.21 Tablero bomba P612A (vista externa).



Figura2.22 Tablero bomba P612B (vista externa).



Figura2.23 Tablero bomba P601C (vista externa).



Figura2.24 Tablero bomba P601D (vista externa).

2.2. DISEÑO DEL TABLERO DE CONTROL DEL PLC

En este tablero se encontrará el PLC, tarjetas de entrada/salida tanto analógicas como digitales, borneras de conexiones, fuentes de energía, Panel View, lámpara, tomacorriente, etc.

El PLC y sus tarjetas son de marca ALLEN BRADLEY serie 1756 ControlLogix debido a que las especificaciones técnicas requeridas por el cliente así lo requerían.

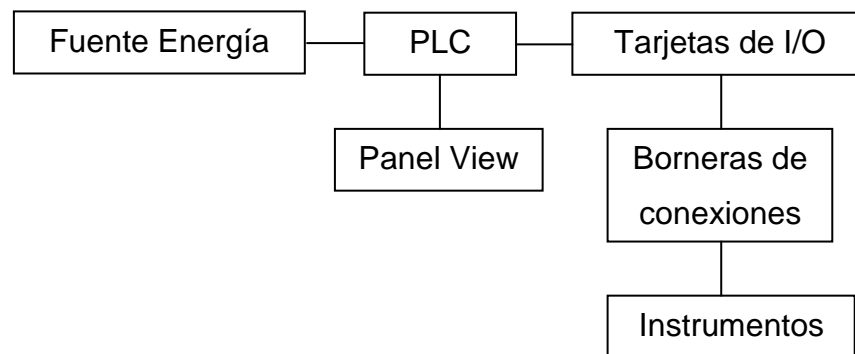


Figura2.25 Diagrama Tablero de Control.

2.2.1. LISTADO DE SEÑALES EN EL ÁREA DEL SEPARADOR

Para el diseño del tablero de control es necesario cuantificar las señales y clasificarlas en señales digitales de entrada (DI), analógicas de salida (AO), analógicas de entrada (AI), digitales de salida (DO).

En el área del separador a más de las señales de los instrumentos se tiene otras señales como se muestra en la Tabla 2.1 que ayudan a monitorear todo el sistema de reinyección de agua.

NOMBRE	TIPO DE SEÑAL	INFORMACIÓN DEL PROCESO
ESD-V601-PB	DI	BOTON DE PARADA DE EMERGENCIA
LSSL-V601	DI	SWITCH DE NIVEL BAJO BAJO

PSH-V601	DI	SWITCH DE ALTA PRESIÓN
PSL-V601	DI	SWITCH DE BAJA PRESIÓN
XS-P601C	DI	ESTATUS DEL MOTOR 601C
XS-P601D	DI	ESTATUS DEL MOTOR 601D
XS-PLC-601-PS	DI	ESTADO DE LA FUENTE DEL PLC
XS-SYS-601-PS	DI	ESTADO DE LA FUENTE PRINCIPAL
LSH-T602	DI	SWITCH DE ALTO NIVEL TANQUE 602
LSL-T602	DI	SWITCH DE BAJO NIVEL TANQUE 602
PSH-T602	DI	SWITCH DE ALTA PRESIÓN TANQUE 602
LSHH-ST601	DI	SWITCH DE ALTO NIVEL TANQUE 601
PDY-V601B	AO	VALVULA DE CONTROL DE PRESIÓN
LY-V601B	AO	VALVULA DE CONTROL DE SALIDA DE AGUA
PY-V601A	AO	VALVULA DE CONTROL DE GAS
PIT_V601	AI	TRANSMISOR DE PRESIÓN
PDIT-V601	AI	TRANSMISOR DE PRESIÓN DIFERENCIAL
LIT-V601	AI	TRANSMISOR DE NIVEL DE OIL
LIT-V601B	AI	TRANSMISOR DE NIVEL DE AGUA
TIT-V601	AI	TRANSMISOR DE TEMPERATURA
PIT-V601A	AI	TRANSMISOR DE PRESIÓN DE GAS
FIT-601E	AI	TRANSMISOR DE FLUJO INYECCIÓN DE AGUA
CT-VSD601C	AI	TRANSMISOR DE CORRIENTE MOTOR 601C
CT-VSD601D	AI	TRANSMISOR DE CORRIENTE MOTOR 601D
SDY-CV603	DO	SELENOIDE DE LA VÁLVULA SDV-C603
SDY-CV604	DO	SELENOIDE DE LA VÁLVULA SDV-C604
LIGTH	DO	LUZ DE ALARMA
HORN	DO	SONIDO DE ALARMA
XP-P612A	DO	PERMISIVO BOMBA 612A
XP-P612B	DO	PERMISIVO BOMBA 612B
XPH-P601C	DO	PERMISIVO DE ALTA BOMBA 601C
XPL-P601C	DO	PERMISIVO DE BAJA BOMBA 601C
LF-P601C	DO	SHEDDING SIGNAL TO PUMP 601C
XPH-P601D	DO	PERMISIVO DE ALTA BOMBA 601D
XPL-P601D	DO	PERMISIVO DE BAJA BOMBA 601D

LF-P601D	DO	SHEDDING SIGNAL TO PUMP 601D
----------	----	------------------------------

Tabla 2.1. Lista de señales área del separador.

2.2.2. MÓDULOS I/O, PLC Y ACCESORIOS

En base a la Tabla 2.1, se puede identificar cuantos módulos de entrada, salida y de qué tipo se necesitarán para el tablero y las dimensiones que tendría el mismo.

Los diferentes módulos de entrada y salida serie 1756 ControlLogix se escogerán dejando una reserva para una ampliación de este sistema de reinyección de agua. La ampliación se la realizará para añadir más equipos para el tratamiento del agua.

2.2.2.1. Módulo 1756-IB32

Para las 12 señales digitales de entrada (DI) se utilizará la tarjeta Allen-Bradley 1756-IB32, es un módulo de 32 canales de entrada, 24VDC.



Figura2.26 1756-IB32.

2.2.2.2. Módulo 1756-OF4

Para las 3 señales analógicas de salida (AO) se utilizará la tarjeta Allen-Bradley 1756-OF4, es un módulo de 4 canales de salida de corriente o voltaje.



Figura2.27 1756-OF4.

2.2.2.3. Módulo 1756-IF16

Para las 9 señales analógicas de entrada (AI) se utilizará la tarjeta Allen-Bradley 1756-IF16, es un módulo de 16 canales de entrada de corriente o voltaje.



Figura2.28 1756-IF16.

2.2.2.4. Módulo 1756-OW16I

Para las 12 señales digitales de salida (DO) se usará la tarjeta Allen-Bradley 1756-OW16I, que es un módulo de 16 canales de salida aislados.



Figura2.29 1756-OW16I.

2.2.2.5. Módulo 1756-ENBT y 1756-CNBR

Para la comunicación se ocupará un módulo Ethernet 1756-ENBT con el cual se establecerá la comunicación con el Panel View y otro módulo ControlNet 1756-CNBR para la comunicación con los tableros de cada bomba.



Figura2.30 Módulo Ethernet 1756-ENBT.



Figura2.31 Módulo ControlNet 1756-CNBR.

2.2.2.6. Módulo 1756-L61

El controlador que se utilizará es el 1756-L61 de la serie ControlLogix. Este controlador es el encargado de leer las entradas, realizar la lógica del programa de control, y escribir en las salidas.



Figura2.32 Controlador 1756-L61.

2.2.2.7. Chasis 1756-A10

Todos los módulos y el controlador son ubicados en un chasis que vienen en diferentes tamaños de 4, 7, 10, 13 y 17 slots, para el presente proyecto se utilizará el chasis de 10 slots, 1756-A10.

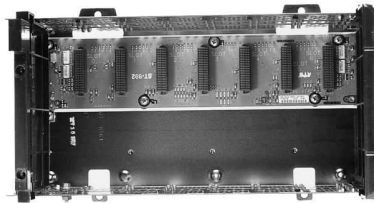


Figura2.33 Chasis 1756-A7.

2.2.2.8. Panel View Plus 1000

Se utilizará el Panel View Plus 1000, modelo 2711P-B10C4A2, tiene comunicación Ethernet y RS-232, 128 MB Flash/RAM, alimentación AC. Este Panel View es de última generación con pantalla Touch.



Figura2.34 Panel View Plus 1000.

2.2.2.9. Switch 405FX

Switch Industrial Ethernet marca N-TRON modelo 405FX, alimentación 24VDC. Por medio de este switch se comunicará el PCL y el Panel View, además este switch tiene entrada y salida de fibra óptica para una futura conexión al SCADA de todas las estaciones.



Figura2.35 Switch Industrial Ethernet.

2.2.2.10. Fuente de Energía

Las fuentes de energía están disponibles en 12, 24 y 48 VDC de salida y 115/230 VAC de entrada. El voltaje de salida de la fuente que se utilizará es de 24VDC. Esta fuente se utilizará para alimentar los instrumentos.



Figura2.36 Fuente de Energía.

2.2.2.11. Fuente de Energía del PLC

Son parte de un sistema de alimentación eléctrica redundante que proporciona una protección adicional para el tiempo de actividad de un chasis utilizado en aplicaciones críticas. El modelo es el1756-PA75R, 24VDC de salida y 120VAC de entrada.



Figura2.37 Fuente de Energía 1756-PA75R.

2.2.2.12. Bornera de fusible

Bornera de fusible utilizada para las conexiones.



Figura2.38 Bornera de fusible 1492-H6.

2.2.2.13. Bornera de paso

Bornera de paso utilizada para las conexiones.

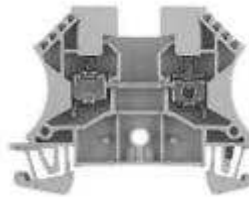


Figura2.39 Bornera de paso 1492-J4.

2.2.3. SELECCIÓN DEL GABINETE

Este tablero debe tener un grado de protección NEMA 4X, esto quiere decir, sellado contra el agua, polvo y resistente a la corrosión. Los gabinetes tipo 4X están diseñados especialmente para su uso en interiores y exteriores, protegiendo el equipo contra salpicaduras de agua, filtraciones de agua, agua que caiga sobre ellos y condensación externa severa.

El gabinete seleccionado es de marca HOFFMAN modelo A62H4812SS6LP, tiene dos puertas y un doble fondo donde se montarán los equipos como son el PLC, tarjetas I/O, fuentes de energía, borneras de conexión, etc.

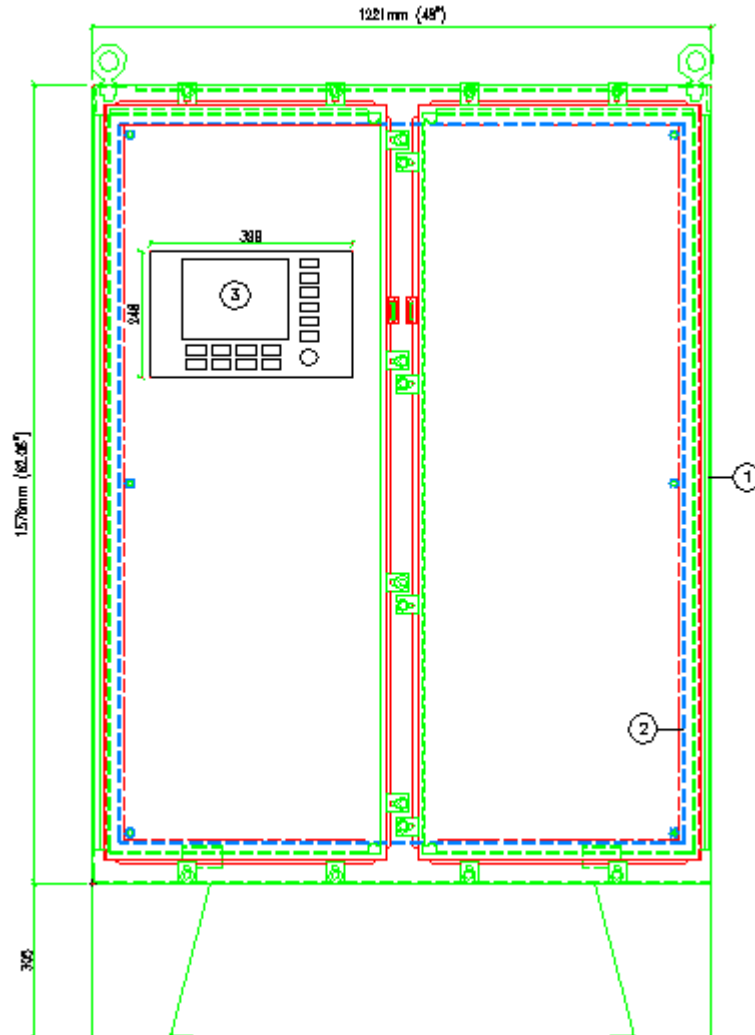


Figura 2.40 Diseño tablero de control vista externa.

ITEM	DESCRIPCIÓN
1	Tablero, dos puertas, Nema 4X (62"x48"x12")
2	Panel, (60"x48")
3	Panel View Plus 1000 Color

Tabla 2.2. Lista de materiales.



Figura2.41 Tablero de control vista externa.

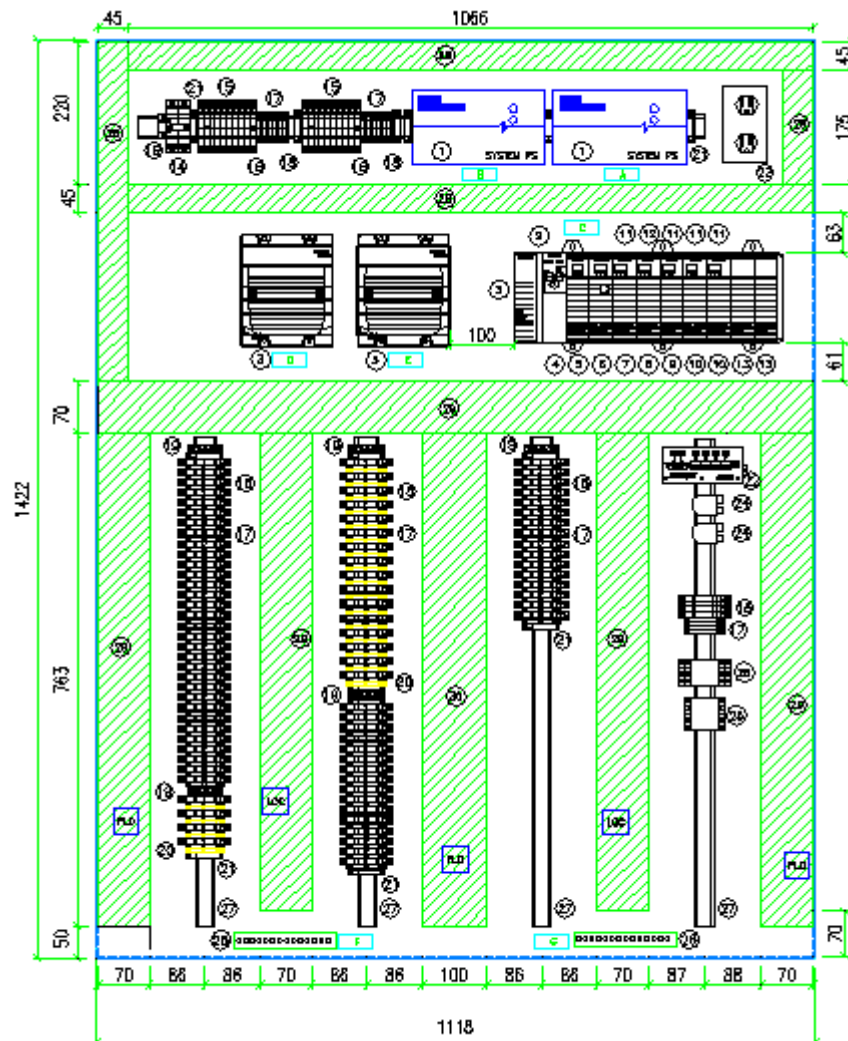


Figura2.42 Diseño tablero de control vista interna.

ITEM	DESCRIPCIÓN
1	Fuente energía redundante, 110VAC, 24VDC, 12A
2	Chasis 10 slots
3	Fuente energía redundante PLC, 85-265VAC
4	ControlLogix Procesador
5	ControlLogix módulo Ethernet
6	Módulo ControlNet
7	Módulo Entrada Digital, 32CH, 24VDC
8	Módulo Salida Analógico, 4CH, Corriente/Voltaje
9	Módulo Entrada Analógico, 16CH, Corriente/Voltaje
10	Módulo Salida Digital, 16CH, Relé
11	Terminal de conexión, 36 pines

12	Terminal de conexión, 20 pines
13	Tapa slot libre
14	Circuit Breaker doble polo 20A
15	Bornera de Fusible
16	Tapa de bornera de fusible
17	Bornera de Paso
18	Tapa de bornera de paso
19	Marcador de Grupo
20	Bornera de Paso GND
21	Tapa de bornera de paso GND
22	Switch Ethernet 5 puertos
23	Tomacorriente
24	ControlNet Y-TAP
25	Relé 24VDC
26	Barra de GND
27	Riel para conexión instrumentos
28	Ducto PVC 45x50x2000 con cubierta
29	Ducto PVC 70x80x2000 con cubierta
30	Ducto PVC 100x80x2000 con cubierta

Tabla 2.3. Lista de materiales tablero de control.



Figura2.43 Tablero de control vista interna.

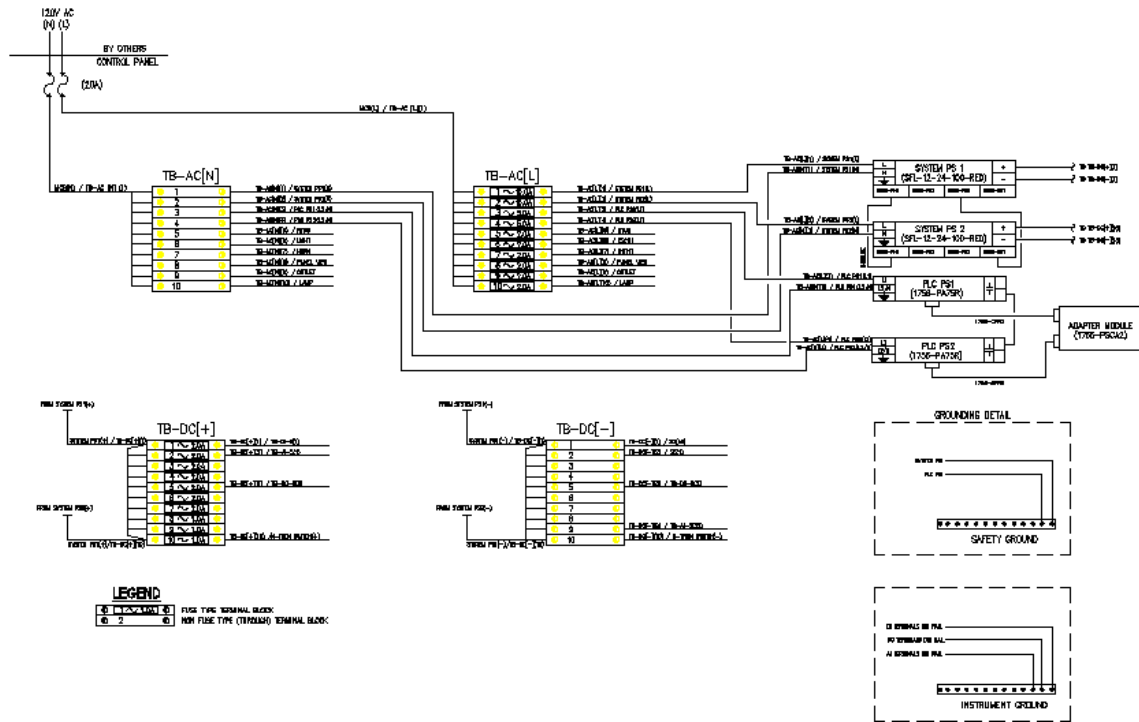


Figura 2.44 Distribución AC/DC, tablero de control.

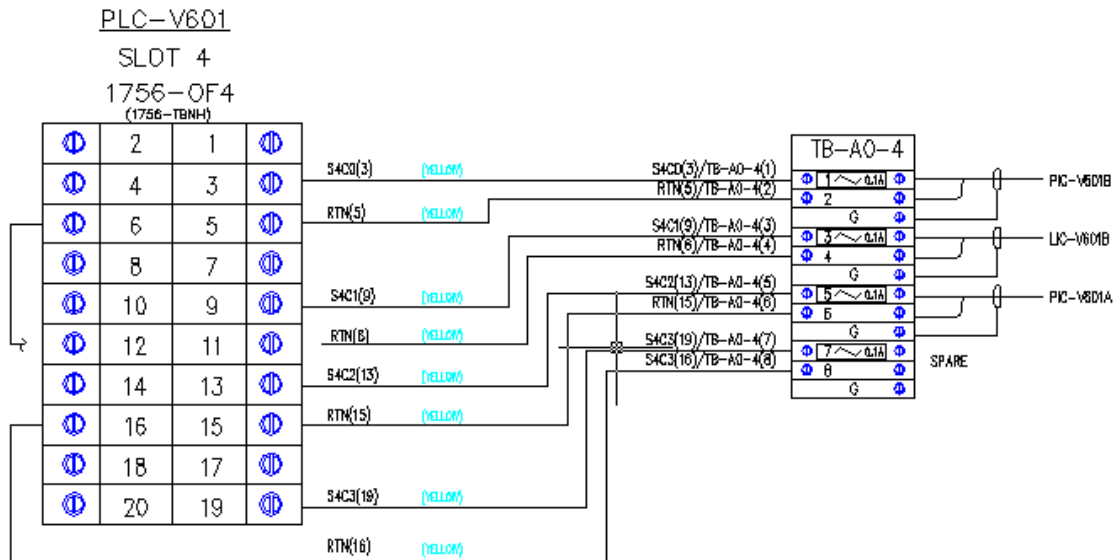


Figura 2.45 Cableado salida analógica.

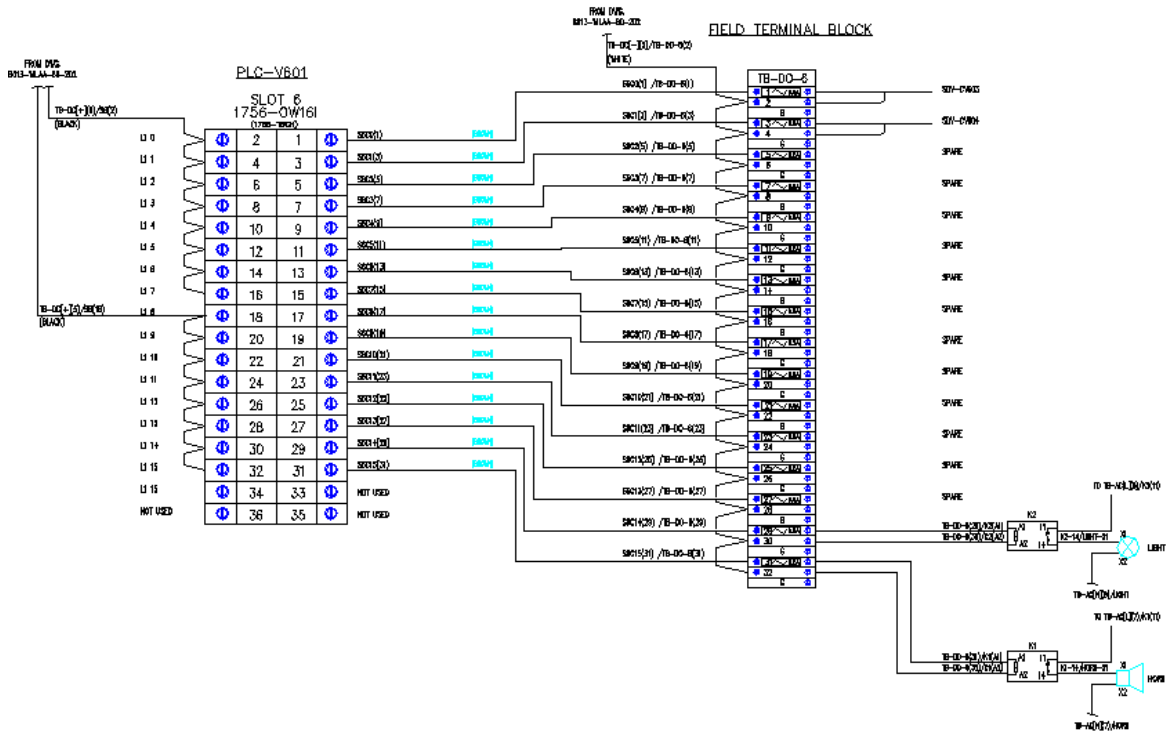


Figura2.48 Cableado salida digital polarizada.

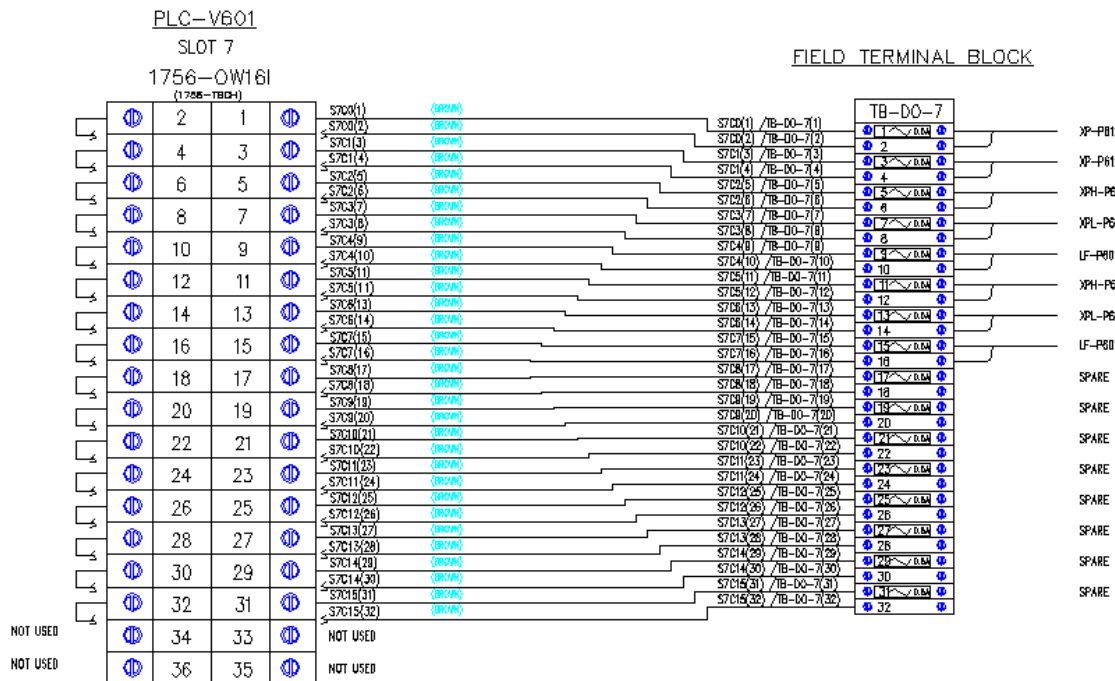


Figura2.49 Cableado salida digital no polarizada.

2.3. TABLERO DE LAS BOMBAS P-612A Y P-612B

Estos tableros se los van a modificar, se cambiará la ruta del cable coaxial para la comunicación con el nuevo tablero del PLC principal.

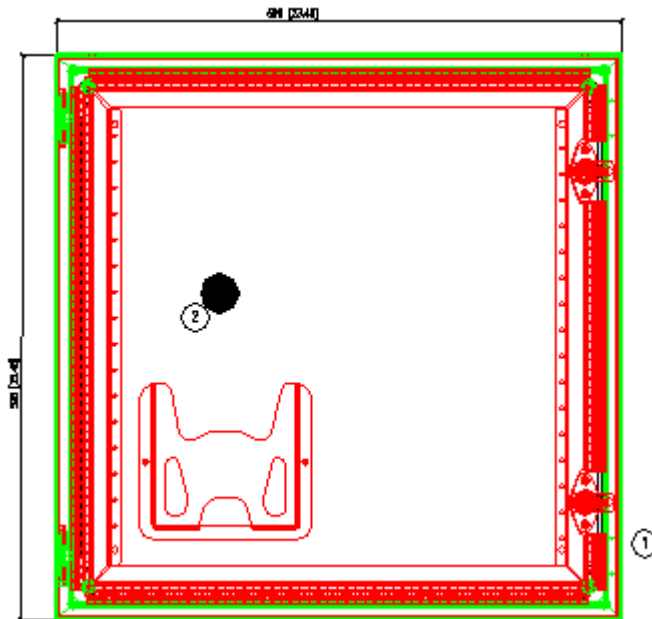


Figura2.50 Diagrama tablero bomba P612A/B vista externa.

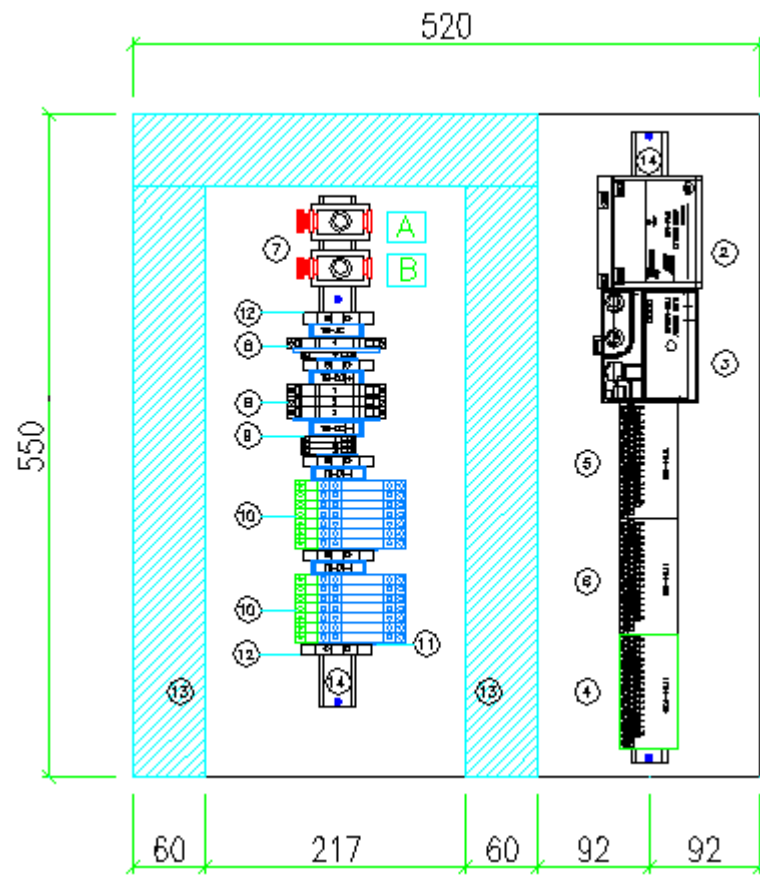


Figura2.51 Diseño tablero bomba P612A/B vista interna.



Figura2.52 Tablero bomba P612A vista externa.



Figura2.53 Tablero bomba P612A vista interna.



Figura2.54 Tablero bomba P612B vista externa



Figura2.55 Tablero bomba P612B vista interna.

2.3.1. SEÑALES DE LAS BOMBAS P-612A Y P-612B

En la Tabla 2.4 y Tabla 2.5 se indican las señales asociadas a estas bombas booster.

NOMBRE	TIPO DE SEÑAL	INFORMACIÓN DEL PROCESO
PSH-P612A	DI	SWITCH ALTA PRESIÓN DESCARGA BOMBA 612A
PSL-P612A	DI	SWITCH BAJA PRESIÓN SUCCIÓN BOMBA 612A
VSH-P612A	DI	SWITCH ALTA VIBRACIÓN BOMBA 612A
TSH-P612A	DI	HIGH TEMPERATURE SWITCH PUMP 612A
XS-P612A	DI	ESTATUS MOTOR BOMBA 612A
ESD-P612A-PB	DI	PARADA DE EMERGENCIA BOMBA 612A
PDSH-P612A	DI	SWITCH ALTA PRESIÓN DIFERENCIAL EN EL FILTRO BOMBA 612A

Tabla 2.4. Lista de señales bomba P-612A.

NOMBRE	TIPO DE SEÑAL	INFORMACIÓN DEL PROCESO
PSH-P612B	DI	SWITCH ALTA PRESIÓN DESCARGA BOMBA 612B
PSL-P612B	DI	SWITCH BAJA PRESIÓN SUCCIÓN BOMBA 612B
VSH-P612B	DI	SWITCH ALTA VIBRACIÓN BOMBA 612B
TSH-P612B	DI	HIGH TEMPERATURE SWITCH PUMP 612B
XS-P612B	DI	ESTATUS MOTOR BOMBA 612B
ESD-P612B-PB	DI	PARADA DE EMERGENCIA BOMBA 612B
PDSH-P612B	DI	SWITCH ALTA PRESIÓN DIFERENCIAL EN FILTRO BOMBA 612B

Tabla 2.5. Lista de señales bomba P-612B.

2.4. TABLERO DE LAS BOMBAS P-601C Y P-601D

Estos tableros se los van a modificar, así como en los anteriores se modificará la ruta del cable para la comunicación con el tablero de control donde se encuentra el PLC.

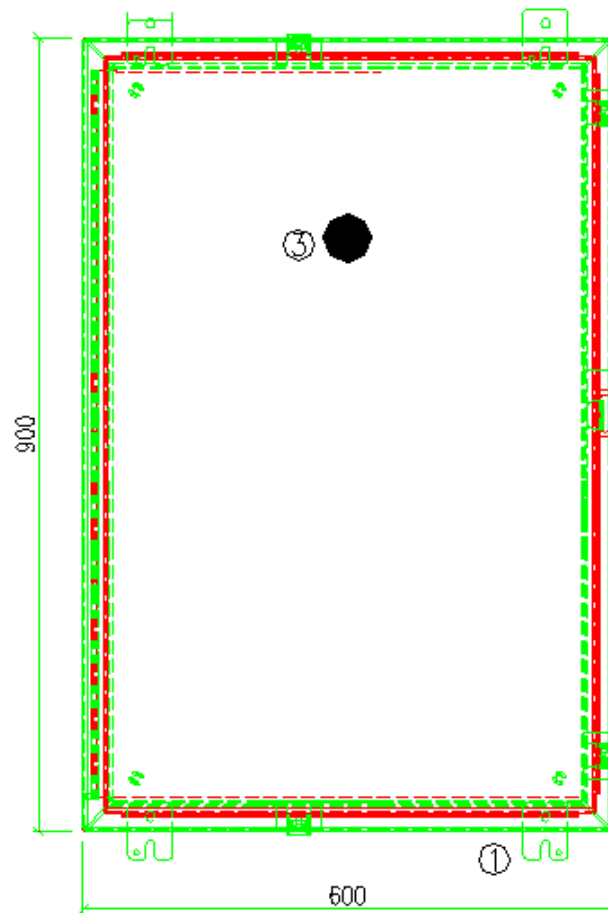


Figura 2.56 Diagrama tablero bomba P601C/D vista externa.

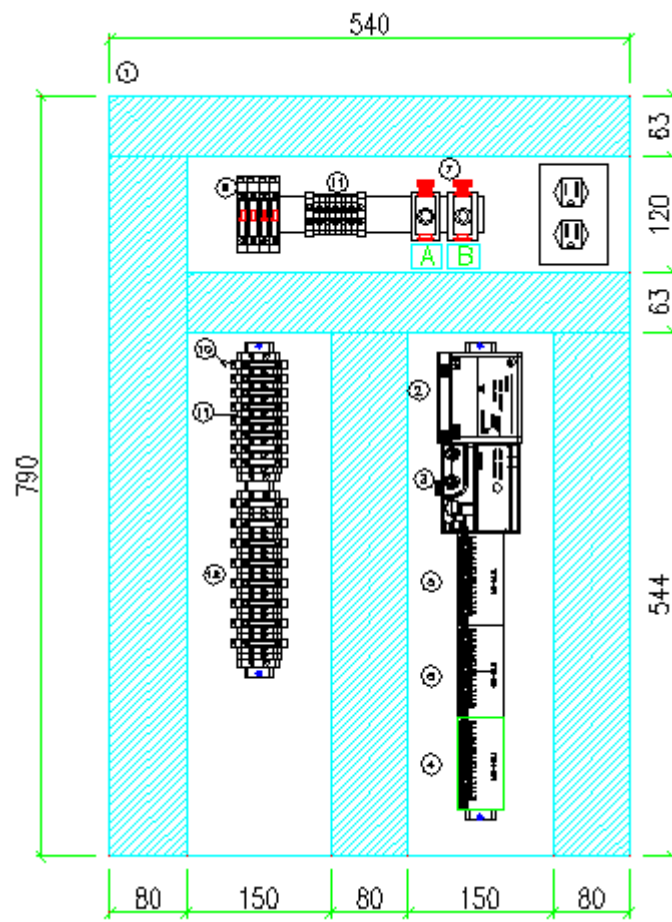


Figura2.57 Diseño tablero bomba P601C/D vista interna.



Figura2.58 Tablero bomba P601C vista externa.



Figura2.59 Tablero bomba P601C vista interna.



Figura2.60 Tablero bomba P601D vista externa.



Figura2.61 Tablero bomba P601D vista interna.

2.4.1. SEÑALES DE LAS BOMBAS P-601C Y P-601D

En la Tabla 2.6 y la Tabla 2.7 se indica las señales asociadas a estas bombas de inyección.

NOMBRE	TIPO DE SEÑAL	INFORMACIÓN DEL PROCESO
PSH-P601C	DI	SWITCH ALTA PRESIÓN DESCARGA BOMBA 601C
PSL-P601C	DI	SWITCH BAJA PRESIÓN SUCCIÓN BOMBA 601C
VSH-P601C	DI	SWITCH ALTA VBRACIÓN BOMBA 601C
HE-P601C	DI	ESTADO DEL HEATER EXCHANGE BOMBA 601C
ESD-P601C-PB	DI	PARADA DE EMERGENCIA BOMBA 601C
PT-P601C-SUC	AI	TRANSMISOR DE PRESIÓN SUCCIÓN BOMBA 601C
PT-P601C-DIS	AI	TRANSMISOR DE PRESIÓN DESCARGA BOMBA 601C
VT-P601C	AI	TRANSMISOR VIBRACIÓN ACOPLAMIENTO BOMBA 601C
VT-P601C-1	AI	TRANSMISOR VIBRACIÓN BOMBA P601C
RTD-A-P601C	AI	TEMPERATURA SALIDA BOMBA 601C
RTD-B-P601C	AI	TEMPERATURA ACOPLA BOMBA 601C
RTD-C-P601C	AI	TEMPERATURA CASING BOMBA 601C
RTD-D-P601C	AI	TEMPERATURA ACOPLAMIENTO MOTOR BOMBA 601C
RTD-E-P601C	AI	TEMPERATURA MOTOR LIBRE BOMBA 601C

RTD-F-P601C	AI	TEMPERATURA BOBINADO A BOMBA 601C
RTD-G-P601C	AI	TEMPERATURA BOBINADO B BOMBA 601C
RTD-H-P601C	AI	TEMPERATURA BOBINADO C BOMBA 601C

Tabla 2.6. Lista de señales bomba P-601C.

NOMBRE	TIPO DE SEÑAL	INFORMACIÓN DEL PROCESO
PSH-P601D	DI	SWITCH ALTA PRESIÓN DESCARGA BOMBA 601D
PSL-P601D	DI	SWITCH BAJA PRESIÓN SUCCIÓN BOMBA 601D
VSH-P601D	DI	SWITCH ALTA VIBRACIÓN BOMBA 601D
HE-P601D	DI	ESTADO DEL HEATER EXCHANGE BOMBA 601D
ESD-P601D-PB	DI	PARADA DE EMERGENCIA BOMBA 601D
PT-P601D-SUC	AI	TRANSMISOR DE PRESIÓN SUCCIÓN BOMBA 601D
PT-P601D-DIS	AI	TRANSMISOR DE PRESIÓN DESCARGA BOMBA 601D
VT-P601D	AI	TRANSMISOR VIBRACIÓN ACOPLAMIENTO BOMBA 601D
VT-P601D-1	AI	TRANSMISOR VIBRACIÓN BOMBA P601D
RTD-A-P601D	AI	TEMPERATURA SALIDA BOMBA 601D
RTD-B-P601D	AI	TEMPERATURA ACOPLA BOMBA 601D
RTD-C-P601D	AI	TEMPERATURA CASING BOMBA 601D
RTD-D-P601D	AI	TEMPERATURA ACOPLAMIENTO MOTOR BOMBA 601D
RTD-E-P601D	AI	TEMPERATURA MOTOR LIBRE BOMBA 601D
RTD-F-P601D	AI	TEMPERATURA BOBINADO A BOMBA 601D
RTD-G-P601D	AI	TEMPERATURA BOBINADO B BOMBA 601D
RTD-H-P601D	AI	TEMPERATURA BOBINADO C BOMBA 601D

Tabla 2.7. Lista de señales bomba P-601D.

2.5. CABLES PARA LAS CONEXIONES DE LOS INSTRUMENTOS

El cable a ser utilizado para las conexiones de todos los instrumentos es de marca OKONITE, tipo ITC Armored (instrumentation cable), calibre 16 AWG o

menores para cables multipares y calibre 14 AWG o menores para cables multiconductores¹.

Este tipo de cable no necesita de ninguna protección adicional, la envoltura propia del cable proporciona la protección física contra el daño mecánico. Puede ser instalado directamente, asegurado a apoyos no mayor que 1,8 metros. Cumple con la clasificación de áreas Clase I, División 2, Clase II, División 2, Clase III, División 2.



Figura2.62 Cable Armado.

Para las conexiones del cable armado a los instrumentos y al tablero de control se utilizarán conectores tipo TMCX, por ser los recomendados para la utilización con el cable armado, también son adecuados para utilizarse en la Clase I, Divisiones 1 y 2, Grupos A, B, C, D; Clase II, Divisiones 1 y 2, Grupos E, F y G; y Clase III, Divisiones 1 y 2 lugares peligrosos (clasificados) del NEC.

¹ Especificaciones hechas por el cliente



Figura2.63 Conector TMCX para cable armado.

2.5.1. CAIDA DE VOLTAJE EN LOS CABLES

A continuación se calculan las caídas de voltaje en los cables; de acuerdo a NEC esta caída de voltaje debe ser menor al 3%.

$$CV\% = \frac{I * Rc * 2 * L}{V} * 100\% \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Donde:

CV%: Caída de voltaje en porcentaje [%]

I: Corriente de la carga [A]

Rc: resistencia del conductor [Ω /m]

L: longitud del conductor [m]

V: Voltaje aplicado [V]

Ejemplo de cálculo:

I: 0,05 [A]

Rc: 2,6 [Ω /1000ft] = 2,6 [Ω /304,8m] calibre 14 AWG a 20°C

L: 21 [m]

V: 24 [V]

$$CV\% = \frac{0,05 * \frac{2,6}{304,8} * 2 * 21}{24} * 100\% = 0,0092\%$$

CABLE					
NOMBRE	[AWG]	CORRIENTE [A]	RESISTENCIA [$\Omega/304,8m$]	LONGITUD [m]	CAIDA DE VOLTAJE [%]
ESD-V601-PB	14	0,05	2,6	21	0,01
LSSL-V601	16	0,05	4,1	58	0,03
PSH-V601	14	0,05	2,6	59	0,01
PSL-V601					
XS-P601C	16	0,05	4,1	25	0,03
XS-P601D					
LSH-T602					
LSL-T602					
LSHH-ST601					
PSH-T602					
XS-PLC-601-PS	16	0,05	4,1	2	0,03
XS-SYS-601-PS	16	0,05	4,1	2	0,03
PDY-V601B	16	0,5	4,1	15	0,23
LY-V601B	16	0,5	4,1	32	0,23
PY-V601A	16	0,5	4,1	59	0,23
PIT_V601	16	0,03	4,1	43	0,02
PDIT-V601	16	0,03	4,1	29	0,02
LIT-V601	16	0,03	4,1	43	0,02
LIT-V601B	16	0,03	4,1	27	0,02
TIT-V601	16	0,03	4,1	28	0,02
PIT-V601A	16	0,03	4,1	60	0,02
FIT-601E	16	0,03	4,1	54	0,02
CT-VSD601C	16	0,03	4,1	25	0,02
CT-VSD601D					

SDY-CV603	14	0,5	2,6	20	0,1
SDY-CV604	14	0,5	2,6	14	0,1
LIGTH	14	1	2,6	16	0,19
HORN	14	1	2,6	22	0,19
XP-P612A	16	0,3	8,2	25	0,56
XP-P612B					
XPH-P601C					
XPL-P601C					
LF-P601C					
XPH-P601D					
XPL-P601D					
LF-P601D					

Tabla 2.8. Cálculo caída de voltaje.

2.5.2. LISTA DE CABLES Y CONECTOR

NOMBRE	CALIBRE [AWG]	NÚMERO	CONECTOR
ESD-V601-PB	14	1x2C	1/2" (TMCX)
LSSL-V601	16	1x1PR	1/2" (TMCX)
PSH-V601	14	1x3C	1/2" (TMCX)
PSL-V601			
XS-P601C	16	1x24PR	1 1/2" (TMCX)
XS-P601D			
LSH-T602			
LSL-T602			
LSHH-ST601			
PSH-T602			
XS-PLC-601-PS	16	1x2C	
XS-SYS-601-PS	16	1x2C	
PDY-V601B	16	1x1PR	1/2" (TMCX)
LY-V601B	16	1x1PR	1/2" (TMCX)
PY-V601A	16	1x1PR	1/2" (TMCX)
PIT_V601	16	1x1PR	1/2" (TMCX)
PDIT-V601	16	1x1PR	1/2" (TMCX)
LIT-V601	16	1x1PR	1/2" (TMCX)
LIT-V601B	16	1x1PR	1/2" (TMCX)
TIT-V601	16	1x1PR	1/2" (TMCX)
PIT-V601A	16	1x1PR	1/2" (TMCX)

FIT-601E	16	1x24PR	1 1/2" (TMCX)
CT-VSD601C			
CT-VSD601D			
SDY-CV603	14	1x3C	1/2" (TMCX)
SDY-CV604	14	1x3C	1/2" (TMCX)
LIGTH	14	2C	CONDUIT
HORN	14	2C	CONDUIT
XP-P612A	16	1x24PR	1 1/2" (TMCX)
XP-P612B			
XPH-P601C			
XPL-P601C			
LF-P601C			
XPH-P601D			
XPL-P601D			
LF-P601D			

Tabla 2.9. Lista de cables y conectores.

2.6. CABLE PARA LA COMUNICACIÓN DE LOS TABLEROS

Para la comunicación de los tableros de las bombas booster P-612A/B y las bombas de inyección P-601C/D con el tablero principal del PLC se utilizará el cable coaxial 1786-RG6 necesario para la comunicación ControlNet.

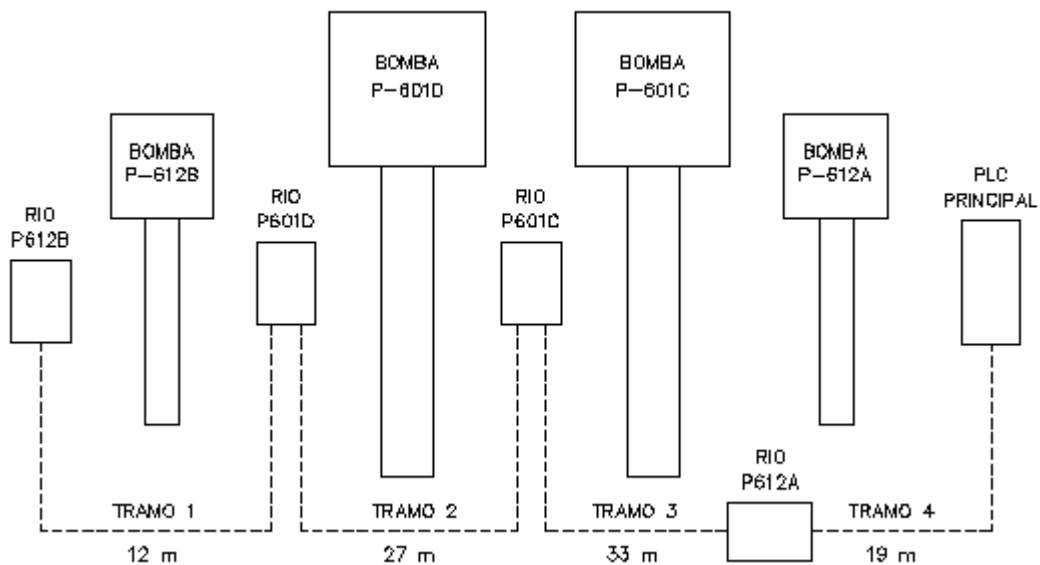


Figura 2.64 Distribución de los tableros.

Un segmento ControlNet consta de varias secciones o tramos de cable separadas por tomas. La longitud total de cable es igual a la suma de todas las secciones del cable troncal.

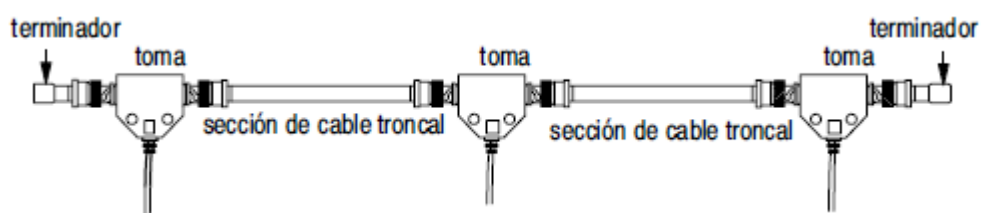


Figura 2.65 Segmento ControlNet.

La longitud total permitida de un segmento depende del número de tomas en su segmento. La longitud total máxima permitida de un segmento es 1,000 m con dos tomas conectadas. Cada toma adicional disminuye la longitud máxima del segmento en 16.3 m.

$$LT = 1000 \text{ m} - [16.3 \text{ m} * (\text{Número de tomas} - 2)] \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Para la comunicación de los tableros de las bombas con el tablero principal utilizará 5 tomas, aplicando la Ecuación 2.2 se tiene:

$$LT = 1000m - [16.3m * (5 - 2)]$$

$$LT = 951.1m$$

La longitud total permitida para 5 tomas es 951m y la longitud del cable obtenida de la suma del tramo 1 al tramo 4 que da el valor de 91m. Por lo que se está dentro de la longitud permitida.

2.6.1. TUBERÍA PARA EL CABLE DE COMUNICACIÓN

El cable coaxial 1786-RG6 debe ser transportado por tubería desde los tableros de las bombas hacia el tablero del PLC, para esto se empleará tubería metálica.

De acuerdo a NEC el área de llenado de las tuberías no debe ser mayor al 40%, con este dato se realiza el cálculo para elegir el tamaño de tubería.

Datos:

Diámetro del cable 1786-RG6: 6,9 mm

Diámetro interno de la tubería de ½ pulgada: 15,76 mm

$$A = \pi * \frac{D^2}{4} \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Con la ecuación 2.3 se calcula el área del cable y el área de la tubería.

$$A_c = \pi * \frac{6,9^2}{4} = 37,39mm^2$$

$$A_r = \pi * \frac{15,76^2}{4} = 195,07mm^2$$

El porcentaje de área de llenado resulta de dividir estos dos valores.

$$Area\ llenado\% = \frac{A_c}{A_T} * 100\% \quad \text{Ecuación 2.4}$$

$$Area\ llenado\% = \frac{37,39}{195,07} * 100\%$$

$$Area\ llenado\% = 19,16\%$$

Para lo cual la tubería de ½ pulgada está llena al 19,16% con el cable 1786-RG6 y está dentro del valor que dice la norma.

2.7. ESTUDIO DE CARGA DE LOS EQUIPOS INSTALADOS

Con este estudio de carga se identificará el valor de corriente que se necesita para la fuente de 24VDC, el valor del breaker principal y los valores de los fusibles a ser utilizados.

Los datos de corriente y voltaje en la Tabla 2.10 se recopilaron del manual de los equipos y tarjetas de entrada y salida.

EQUIPO/ SEÑAL	CANTIDAD	VOLTAJE [V]	CORRIENTE [A]	CORRIENTE TOTAL [A]
SWITCH N-TRON	1	24VDC	0,25	0,25
ENTRADAS ANALÓGICAS	16	24VDC	0,024	0,384
ENTRADAS DIGITALES	32	24VDC	0,01	0,32
SALIDAS ANALÓGICAS	4	24VDC	0,024	0,096
SALIDAS DIGITALES	32	24VDC	0,2	6,4
			TOTAL CORRIENTE [A]	7,45

Tabla 2.10. Valores de corriente en DC

La fuente de energía de 24VDC debe proveer por lo menos de 7,45 A por lo que se utilizará la fuente marca: Sola, modelo: SFL12-24-100RED; 24VDC/12A.

Los fusibles que serán utilizados en las borneras de conexión serán:

EQUIPO/SEÑAL	CANTIDAD	CORRIENTE [A]	FUSIBLE [A]
SWITCH N-TRON	1	0,25	0,3
ENTRADAS ANALÓGICAS	16	0,024	0,1
ENTRADAS DIGITALES	32	0,01	0,1
SALIDAS ANALÓGICAS	4	0,024	0,1
SALIDAS DIGITALES	32	0,2	0,5

Tabla 2.11. Valores de fusibles

Los datos de corriente y voltaje en la Tabla 2.12 se recopilaron del manual de los equipos.

EQUIPO	CANTIDAD	VOLTAJE [V]	CORRIENTE [A]	CORRIENTE TOTAL [A]
FUENTES PLC	2	120VAC	1,2	2,4
FUENTES INSTRUMENTOS	2	120VAC	5	10
TOMACORRIENTE	1	120VAC	2	2
LAMPARA	1	120VAC	1	1
PANEL VIEW	1	120VAC	1,8	1,8
			TOTAL	17,2

Tabla 2.12. Valores de corriente en AC

El breaker utilizado es de 20A bipolar marca: Cutler Hammer, modelo: WML2C20.

Los fusibles utilizados serán los siguientes:

EQUIPO	CANTIDAD	CORRIENTE [A]	FUSIBLE [A]
FUENTES PLC	2	1,2	2
FUENTES INSTRUMENTOS	2	5	10
TOMACORRIENTE	1	2	2
LAMPARA	1	1	2
PANEL VIEW	1	1,8	2

Tabla 2.13. Valores de fusibles

CAPÍTULO 3

DESARROLLO DEL SOFTWARE DEL SISTEMA DE CONTROL

En este capítulo se describe el software desarrollado para el PLC y la HMI desarrolladas para el PANEL VIEW.

La plataforma de ControlLogix, parte de la Arquitectura Integrada de Rockwell Automation, consta de componentes de control, redes y visualización integrados transparentemente y diseñados para servir a una amplia gama de aplicaciones, con enfoque en la capacidad de escalado, facilidad de uso y el más bajo costo de adquisición.

El PLC de marca ALLEN BRADLEY se programa con el software RSLogix5000 y las diferentes pantallas para supervisión se desarrollan en Factory Talk View Studio.

3.1. RSLOGIX 5000

RSLogix 5000 es un entorno de programación gráfico, el cual permite generar aplicaciones para PLC's de familia de controladores programables de automatización Logix.

Las funciones principales de RSLogix 5000 son:

- Programación y configuración del PLC 1756-L61.
- Control y comunicaciones del PLC.

RSLogix 5000 trabaja en los sistemas operativos compatibles: Microsoft® Windows XP Professional con Service Pack 2, Microsoft® Windows Server 2003 R2 edición Standard con Service Pack 1, Microsoft® Windows 2000 Professional con Service Pack 4.

El PLC 1756-L61 funciona de manera cíclica, leyendo entradas, realizando la lógica del programa de control, y escribiendo salidas.

RSLogix 5000 es un software el cual ofrece programación en lógica de escalera, texto estructurado, diagrama de bloques de funciones y funciones de secuencias.

Para la programación de este proyecto se seleccionó la programación en lógica de escalera ya que es fácil de utilizar y además, el control trabajará con señales discretas de apertura/cierre de válvulas, señales de switch de presión, switch de temperatura, señales analógicas de entrada y salida.

3.1.1. CONFIGURACIONES EN RSLOGIX 5000

Para desarrollar una aplicación o proyecto, primero se debe seleccionar el tipo de controlador con el cual se va a trabajar. Para ello se debe hacer clic en el botón *New*, se puede especificar la configuración general del controlador como: nombre del controlador, revisión mayor del firmware del controlador, tamaño del chasis del controlador, número de ranura del controlador, carpeta que almacena el proyecto.

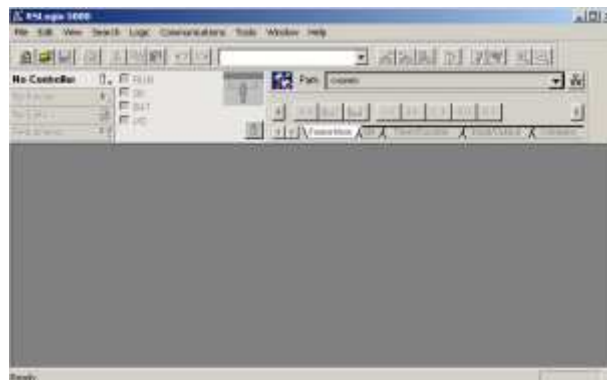


Figura 3.1. Pantalla de inicio RSLogix 5000.

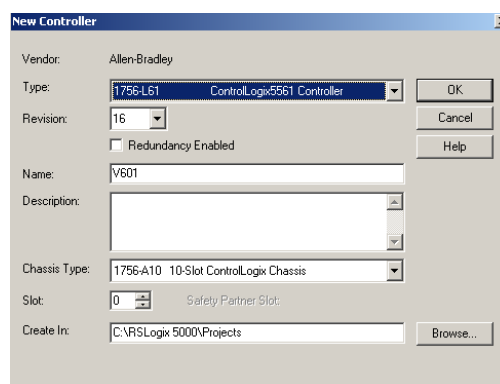


Figura 3.2. Selección del controlador.

Para establecer la comunicación con los módulos de E/S, se debe añadir los módulos a la carpeta I/O Configuration del controlador. Las propiedades que se seleccione para cada módulo definen como se comporta el módulo.

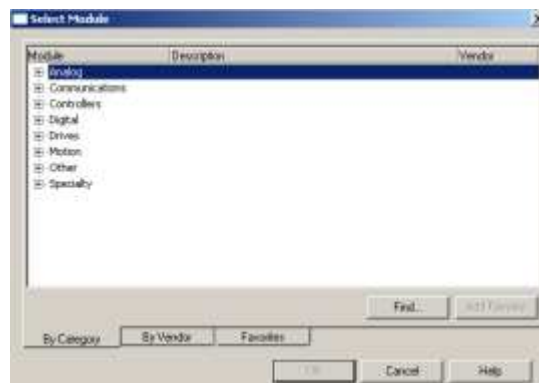


Figura 3.3. Selección de módulos.

Entre los módulos que se puede seleccionar están: analógicos, digitales, comunicación, entre otros.

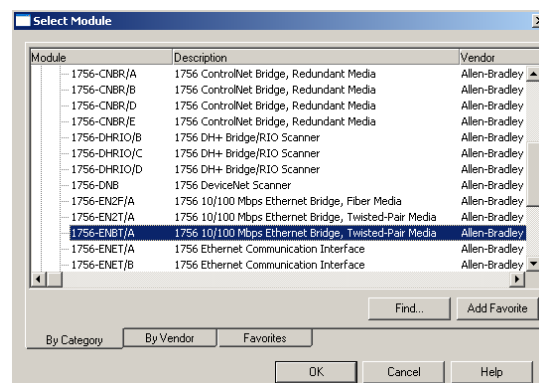


Figura 3.4 Selección módulo de comunicación Ethernet.

A continuación se realizará la configuración del módulo de comunicación Ethernet 1756-ENBT especificando: el nombre, revisión del firmware, número de ranura que ocupa en el chasis y la dirección IP.

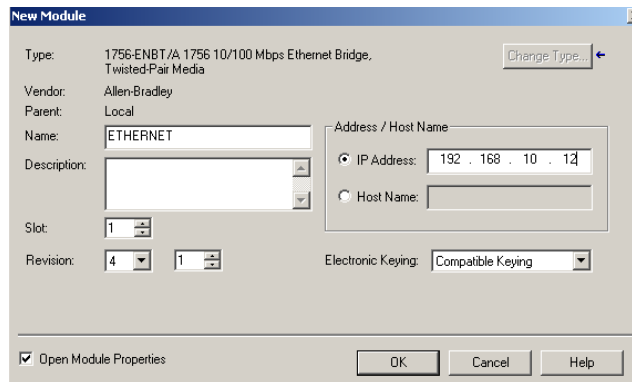


Figura 3.5. Configuración del módulo Ethernet.

Se selecciona el módulo de comunicación ControlNet 1756-CNBR especificando: el nombre, revisión del firmware, número de ranura que ocupa en el chasis, y el nodo.



Figura 3.6 Selección módulo de comunicación ControlNet.

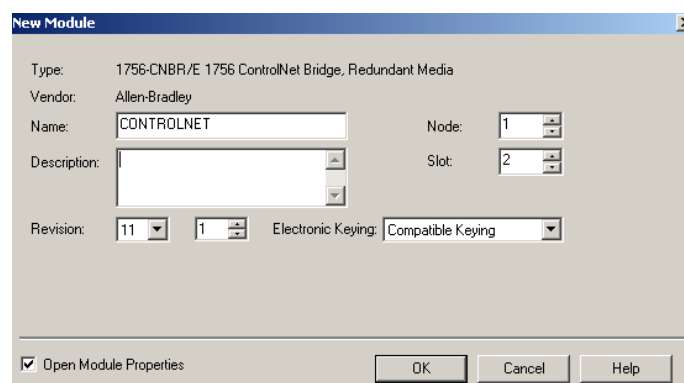


Figura 3.7. Configuración del módulo Ethernet.

3.1.1.1. DISTRIBUCIÓN DE ENTRADAS Y SALIDAS

Antes de empezar con el programa del PLC, es necesario verificar la distribución de los módulos de entradas, salidas y comunicaciones tanto del tablero principal donde se encuentra el PLC, así como de los tableros que contienen las señales de bombas booster y bombas de inyección.



Figura 3.8. Distribución de Módulos del PLC

MÓDULOS	DESCRIPCIÓN
SLOT 0	Controlador 1756-L61
SLOT 1	Módulo de comunicación Ethernet 1756-ENBT
SLOT 2	Módulo de comunicación ControlNet 1756-CNBR
SLOT 3	Módulo de 32 Entradas Digitales 1756-IB32
SLOT 4	Módulo de 4 Salidas Analógicas 1756-OF4
SLOT 5	Módulo de 16 Entradas Analógicas 1756-IF16
SLOT 6	Módulo de 16 Salidas Digitales 1756-OW16I
SLOT 7	Módulo de 16 Salidas Digitales 1756-OW16I
SLOT 8	Sin Utilizar
SLOT 9	Sin Utilizar

Tabla 3.1. Distribución de entradas y salidas del PLC

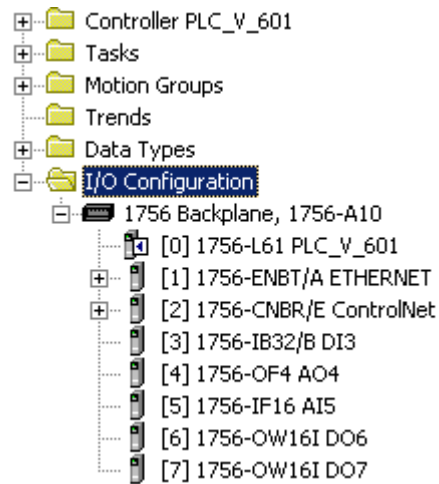


Figura 3.9. Distribución de Módulos en el programa RSLogix 5000.



Figura 3.10. Distribución de Módulos del Tablero de la Bomba P612A.

MÓDULOS	DESCRIPCIÓN
	Módulo de comunicación ControlNet 1794-ACNBR15
SLOT 0	Módulo de 8 Entradas Digitales 1794-IB8
SLOT 1	Módulo de 8 Entradas Analógicas 1756-IE8
SLOT 2	Módulo de 8 Entradas RTD 1794-IRT8

Tabla 3.2. Distribución de entradas y salidas del Tablero de la Bomba P612A.

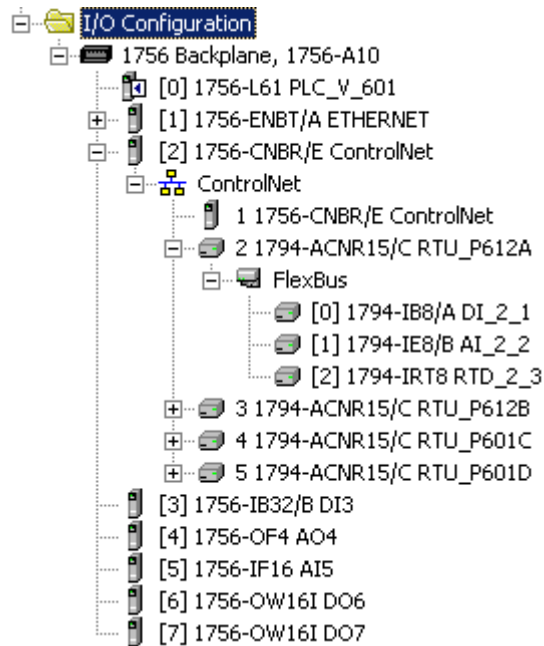


Figura 3.11. Distribución de los Módulos del Tablero de la Bomba P612A.



Figura 3.12. Distribución de Módulos tablero de la bomba P612B.

MÓDULOS	DESCRIPCIÓN
	Módulo de comunicación ControlNet 1794-ACNBR15
SLOT 0	Módulo de 8 Entradas Digitales 1794-IB8
SLOT 1	Módulo de 8 Entradas Analógicas 1756-IE8
SLOT 2	Módulo de 8 Entradas RTD 1794-IRT8

Tabla 3.3. Distribución de entradas y salidas del Tablero de la Bomba P612B.

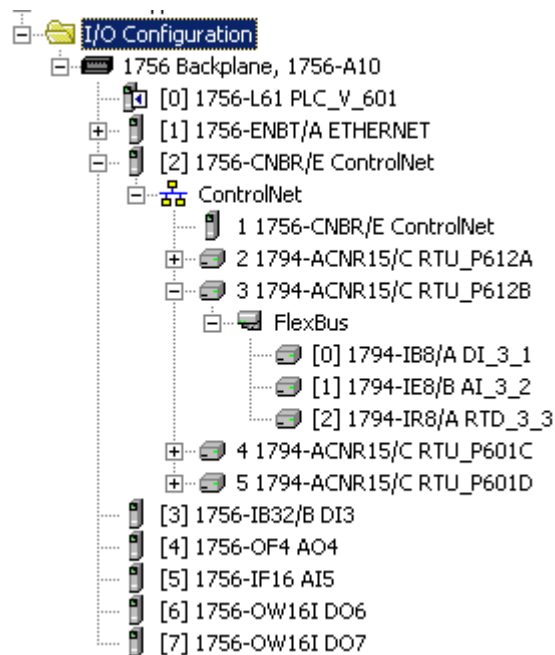


Figura 3.13. Distribución de los Módulos del Tablero de la Bomba P612B.



Figura 3.14. Distribución de Módulos tablero de la bomba P601C.

MÓDULOS	DESCRIPCIÓN
	Módulo de comunicación ControlNet 1794-ACNBR15
SLOT 0	Módulo de 8 Entradas Digitales 1794-IB8
SLOT 1	Módulo de 8 Entradas Analógicas 1756-IE8
SLOT 2	Módulo de 8 Entradas RTD 1794-IRT8

Tabla 3.4. Distribución de entradas y salidas del Tablero de la Bomba P601C.

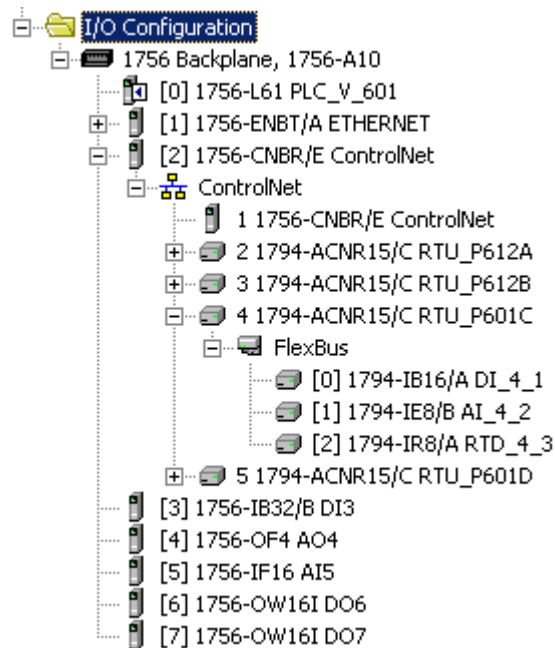


Figura 3.15. Distribución de los Módulos del Tablero de la Bomba P601C.



Figura 3.16. Distribución de Módulos tablero de la bomba P601D.

MÓDULOS	DESCRIPCIÓN
	Módulo de comunicación ControlNet 1794-ACNBR15
SLOT 0	Módulo de 8 Entradas Digitales 1794-IB8
SLOT 1	Módulo de 8 Entradas Analógicas 1756-IE8
SLOT 2	Módulo de 8 Entradas RTD 1794-IRT8

Tabla 3.5. Distribución de entradas y salidas del Tablero de la Bomba P601D.

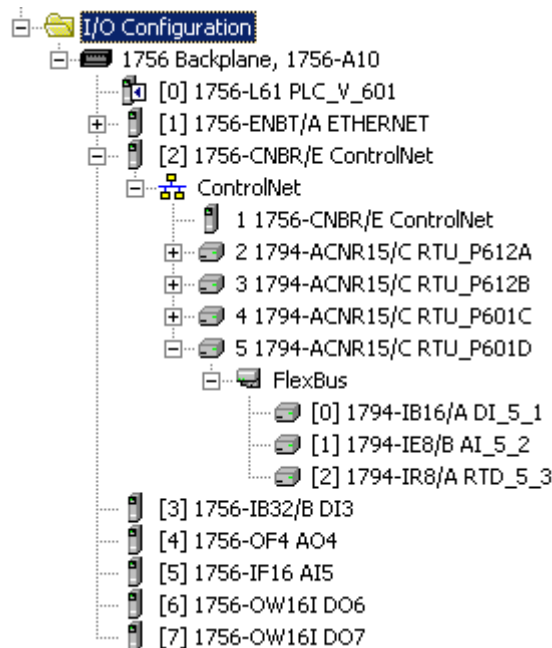


Figura 3.17. Distribución de los Módulos del Tablero de la Bomba P601D.

3.1.1.2. CREACIÓN DE TAGS

Luego de haber seleccionado los módulos y colocarlos en el SLOT correspondiente en el software RSLogix 5000, la ventana **Controller Tags** contiene todos los tags de los módulos de E/S incorporadas en el programa.

Para ver los tags se debe dar doble clic en **Controller Tags**, en el árbol de organización del software RSLogix 5000 (Figura 3.18).

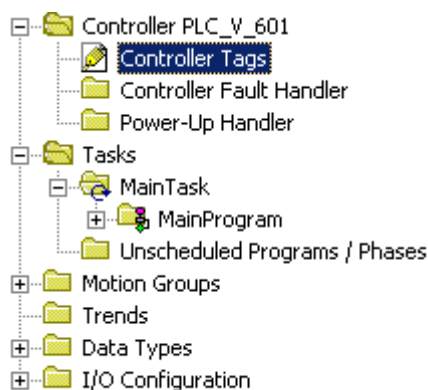


Figura 3.18. Controller Tags.

Name	△	Data Type
+Local:3:C		AB:1756_DI:C:0
+Local:3:I		AB:1756_DI:I:0
+Local:4:C		AB:1756_DF4_Float:C:0
+Local:4:I		AB:1756_DF4_Float:I:0
+Local:4:O		AB:1756_DF4_Float:O:0
+Local:5:C		AB:1756_IF16_Float_No_Alm:C:0
+Local:5:I		AB:1756_IF16_Float_No_Alm:I:0
+Local:6:C		AB:1756_DO:C:0
+Local:6:I		AB:1756_DO:I:0
+Local:6:O		AB:1756_DO:O:0
+Local:7:C		AB:1756_DO:C:0
+Local:7:I		AB:1756_DO:I:0
+Local:7:O		AB:1756_DO:O:0
+RTU_P601C:0:C		AB:1794_IB16:C:0
+RTU_P601C:0:I		INT
+RTU_P601C:1:C		AB:1794_IE8:C:0
+RTU_P601C:1:I		AB:1794_IE8:I:1
+RTU_P601C:2:C		AB:1794_IR8:C:0
+RTU_P601C:2:I		AB:1794_IR8:I:0
+RTU_P601C:I		AB:1794_ACN15_8SLOT:I:0
+RTU_P601C:O		AB:1794_ACN15_8SLOT:O:0

Figura 3.19. Tags de los módulos de Entrada y Salida.

Para continuar con la configuración de Tags se tiene que crear unos nuevos tags asociados con los instrumentos que van a controlar el sistema de reinyección de agua, para esto se ayudará de la Tabla 2.1 hasta la Tabla 2.5 que contienen la lista de señales de todos los instrumentos.

Los nuevos tag serán creados de la siguiente manera. Por ejemplo para el PIT-V601, en la ventana **Controller Tags** se dará clic derecho y seleccionará **New Tag**.

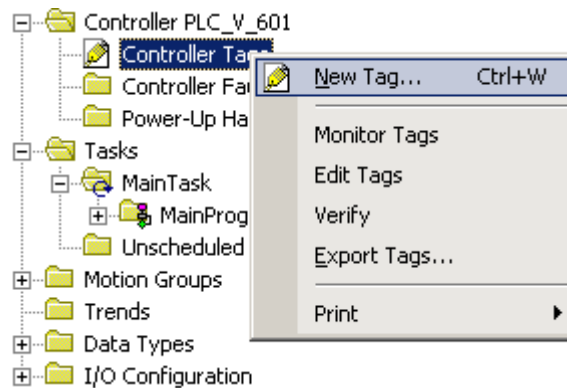


Figura 3.20. New Tag.

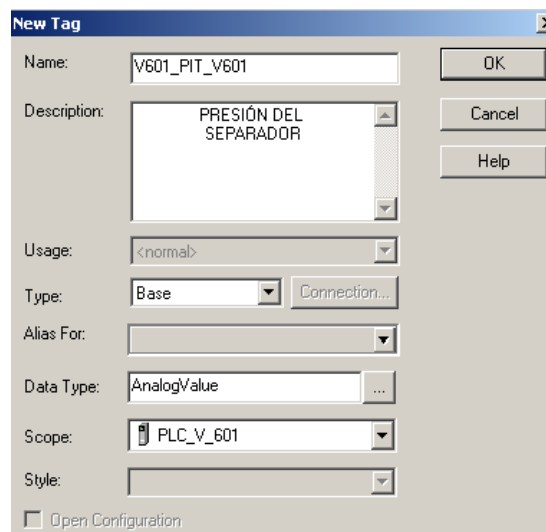


Figura 3.21. Creación del nuevo Tag PIT-V601.

3.1.1.3. CREACIÓN DE RUTINAS

El programa que controla la reinyección de agua está formado por varias rutinas las cuales se crean de la siguiente manera:

1. Se da clic derecho en **MainProgram** y se seleccionará **New Routine** (Figura 3.22).

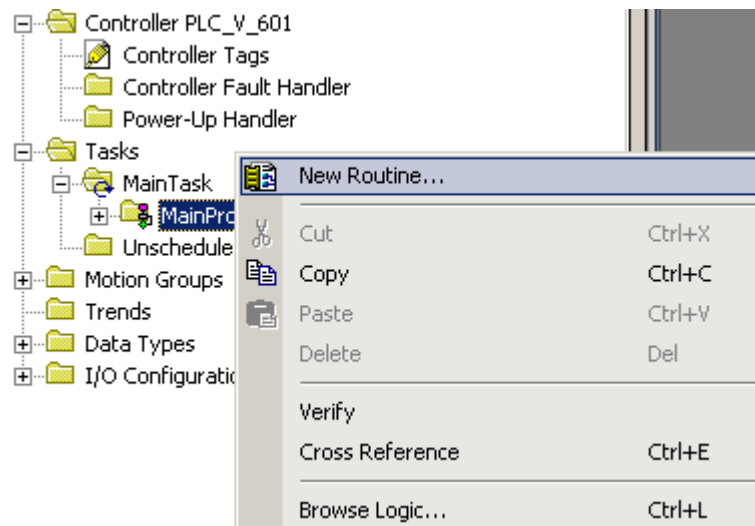


Figura 3.22. Creación de una nueva Rutina en el software RSLogix 5000.

2. Se colocará el nombre de la Rutina y seleccionará el tipo (Figura 3.23).

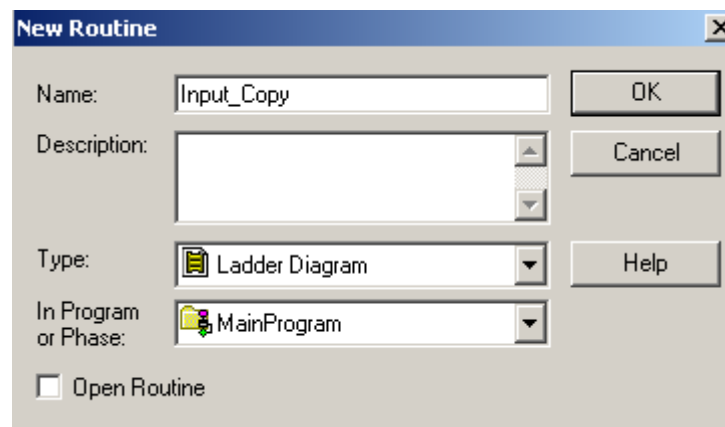


Figura 3.23. New Routine.

3.2. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE CONTROL IMPLEMENTADO EN EL PLC

3.2.1. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL

La filosofía de control se basa en mantener un caudal de agua de formación saliendo del separador hacia las bombas de inyección de agua. Para ello el programa de control implementado se basa en lo siguiente:

- El fluido de producción proveniente del manifold entra al separador de producción a 215 Psi y 200 °F monitoreados por el transmisor indicador de presión PIT-V601 y por el transmisor indicador de temperatura TIT-V601 respectivamente. En él se separa agua, crudo y gas. Sin embargo, el gas, el crudo, y parte del agua separada se envían hacia la tubería que va a la Estación Central.
- El separador de producción tiene un control del nivel de crudo, monitoreado por el LIT-V601. El control de nivel del agua excedente del sistema de inyección es realizado mediante la válvula LV-V601B que es controlada por LIT-V601B. La presión de gas del separador V-601 es controlada mediante la válvula de control de presión PV-V601A, ésta válvula es controlada por el PIT-V601A.

Para el funcionamiento del separador se tiene algunas protecciones que son las siguientes:

- Dos válvulas de Shutdown: Al ingreso del separador, SDV-CV603 y otra a la salida SDV-CV604, las cuales pueden ser operadas manualmente desde el Panel View.
- Control de Presión al ingreso del separador mediante la válvula PDV-V601B controlada por el PDIT-V601B, para realizar el bypass de crudo directamente a la Estación Central en caso de estar cerrada la válvula de Shutdown SDV-CV603.
- Alta presión en el separador PSH-V601.

- Baja presión en el separador PSL-V601.
- Bajo nivel en separador LSLL-V601.
- Shutdown del separador V-601, accionado por el botón de emergencia ESD-V601-PB.

Parte del agua proveniente del separador, se envía a la succión de las Bombas Booster P-612 A/B, por medio de las cuales se eleva la presión desde 210 - 260 psig hasta 900 - 1000 psig y desde éste nivel de presión hasta una presión de 2400 - 2600 psig por medio de las Bombas de Inyección P- 601 A/B, para su disposición final en los pozos de inyección de agua.

Las bombas booster P-612A/B cuentan con las siguientes protecciones:

- Baja Presión durante la succión PSL-P612A/B.
- Alta presión durante la descarga PSH-P612A/B.
- Alta presión diferencial a la entrada PDSH-P612A/B.
- Alta temperatura de la bomba TSH-P612A/B.
- Alta vibración de la bomba VSH-P612A/B.
- Shutdown accionado por el botón de emergencia ESD-P612A/B-PB.

Las bombas de inyección P-601C/D cuentan con las siguientes protecciones:

- Baja Presión durante la succión PSL- P601C/D.
- Alta presión durante la descarga PSH- P601C/D.
- Alta vibración de la bomba VSH- P601C/D.
- Monitoreo de corriente CT- P601C/D.
- Estado de cooler Exchange HE- P601C/D.
- Temperatura a la salida de la bomba.
- Temperatura en el casing de la bomba.
- Temperatura en el respectivo acople de la bomba.
- Temperatura en el acople del Motor.
- Temperatura en el motor Libre.
- Temperatura en el bobinado A del motor.

- Temperatura en el bobinado B del motor.
- Temperatura en el bobinado C del motor.
- Presión de succión en la respectiva bomba.
- Presión de descarga en la respectiva bomba.
- Vibración en el acople de cada bomba.
- Vibración libre de cada bomba.
- Shutdown accionado por el botón de emergencia ESD-P601C/D-PB.

Además de las señales mencionadas anteriormente se tiene señales de los instrumentos instalados en el tanque de agua para el sistema contraincendios mediante los mismos que son: switch de nivel LSH-T602, switch LSL-T602, estado de la bomba P-602 y el switch de alta presión PSH-T602.

Se monitorea el estado de la bomba P-sumidero, que ayuda a evacuar los líquidos recibidos desde el manifold, skit de químicos, skit del separador, skit del area de bombas, etc. Hacia los camiones tanque o vacuum.

3.2.2. MATRIZ CAUSA-EFECTO

La Matriz Causa-Efecto describe la relación entre las señales de los diferentes instrumentos y su efecto en la operación del sistema.

En la matriz causa-efecto se colocan en una columna todas las señales de entrada y en una fila todas las señales de salida, mediante ésta matriz se podrá identificar como una señal de entrada, se relaciona con una o varias señales de salida.

3.2.3. ESTRUCTURA DEL PROGRAMA

El programa realizado para el controlador ControlLogix 1756-L61, está formado por las siguientes rutinas.

1. MainRoutine
2. AckResetFirstOut
3. CauseEffect
4. CustomLogic
5. Diagnostic
6. ESD
7. InputCopy
8. OutputCopy
9. ToneManagement
10. Utilities
11. V601
12. WIP

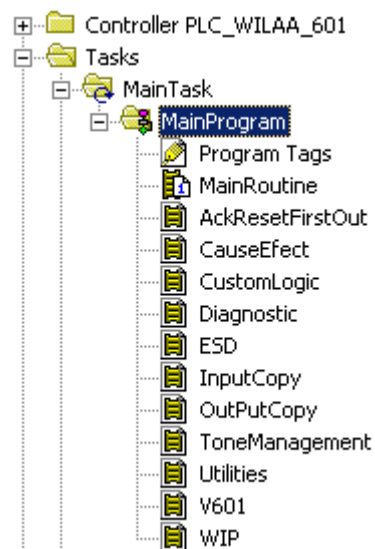


Figura 3.22. Rutinas del Programa del PLC.

3.2.3.1. MainRoutine

Es la rutina principal, el Controlador ControlLogix 1756-L61 se encuentra de forma constante llamando secuencialmente a todas las subrutinas del programa (Figura 3.23).

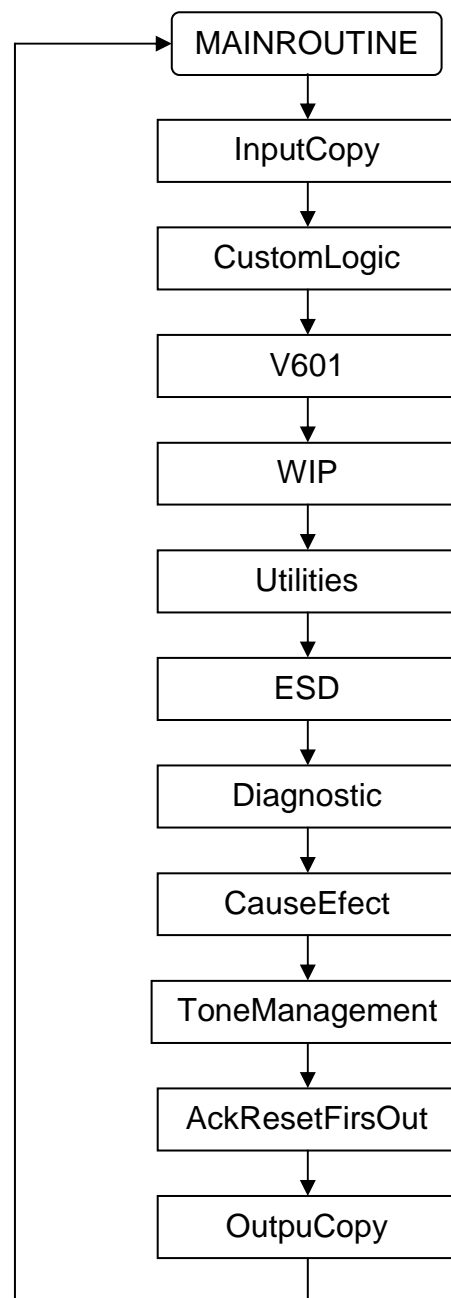


Figura 3.23. Diagrama de flujo MainRoutine.

Para realizar el llamado de las subrutinas se usa la instrucción JSR (Jump To Subroutine), como se muestra en la Figura 3.24.

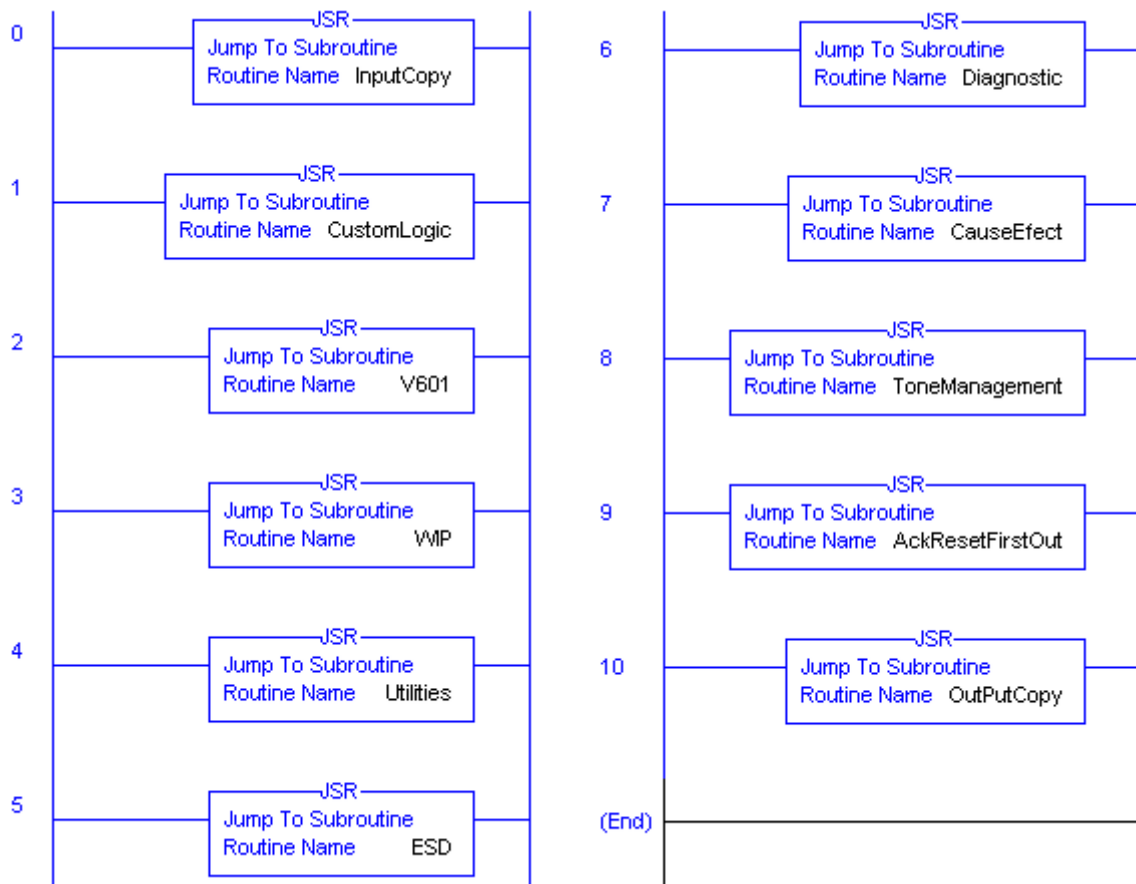


Figura 3.24. MainRoutine.

3.2.3.2. Subrutina InputCopy

En esta subrutina se leen todas las tarjetas de entradas digitales y analógicas del PLC y de los tableros de las bombas P612A/B y P601C/D.

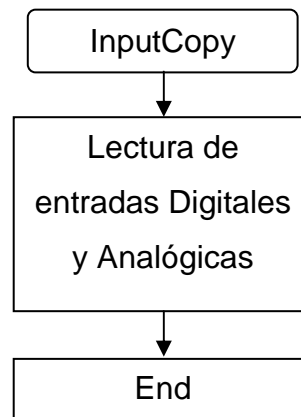


Figura 3.25. Diagrama de flujo InputCopy.

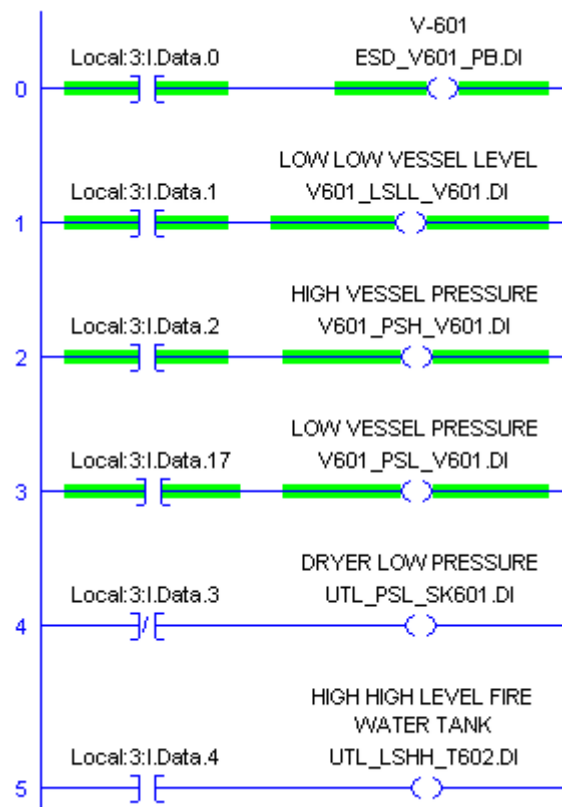


Figura 3.26. InputCopy lectura de Entradas Digitales.

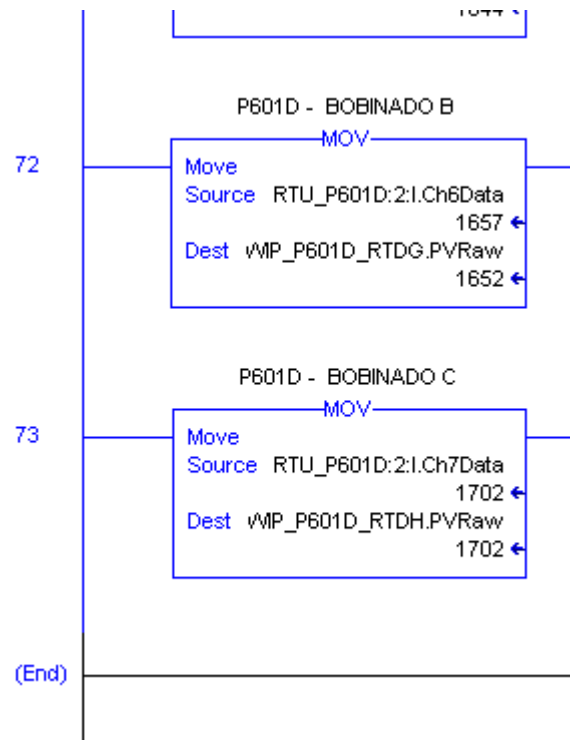


Figura 3.27. InputCopy lectura de Entradas Analógicas.

3.2.3.3. Subrutina CustomLogic

Con esta subrutina se colocan valores constantes en las variables para poder realizar el tratamiento de las señales analógicas.

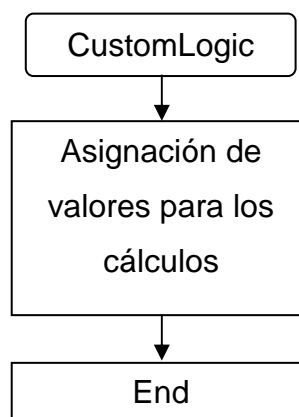


Figura 3.28. Diagrama de flujo CustomLogic.

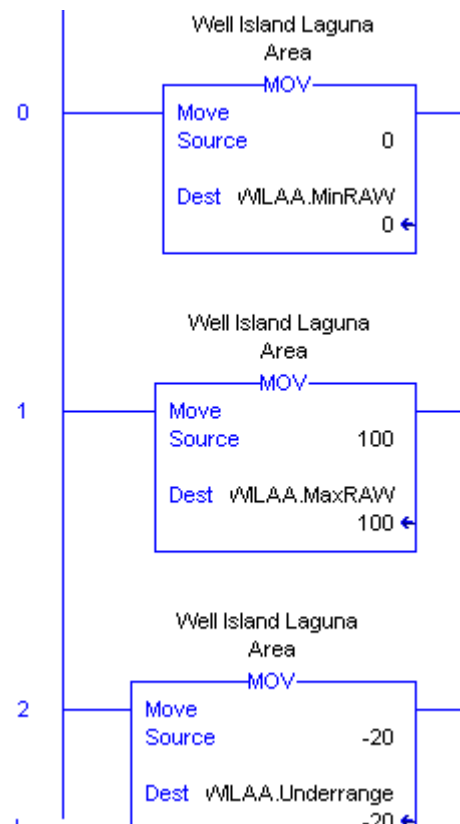


Figura 3.29. CustomLogic Asignación de valores.

3.2.3.4. Subrutina V601

En esta subrutina se da tratamiento a las señales analógicas, señales digitales y válvulas asociadas con el Separador.

El tratamiento de las señales analógicas empieza con hacer un escalamiento del valor de la variable medida (.PVRaw) en valores del proceso (PV) que pueden ser Temperatura (F), Presión (PSI), Nivel (Inch) según sea el caso, luego son comparados con los valores de alarmas Alto Alto (HH), Alto (H), Bajo (L) y Bajo Bajo (LL). Después de comparar con los valores de alarmas se activan contactos auxiliares para ser utilizados en las subrutinas en donde serán tratadas las alarmas y la activación de los avisos visuales y sonoros.

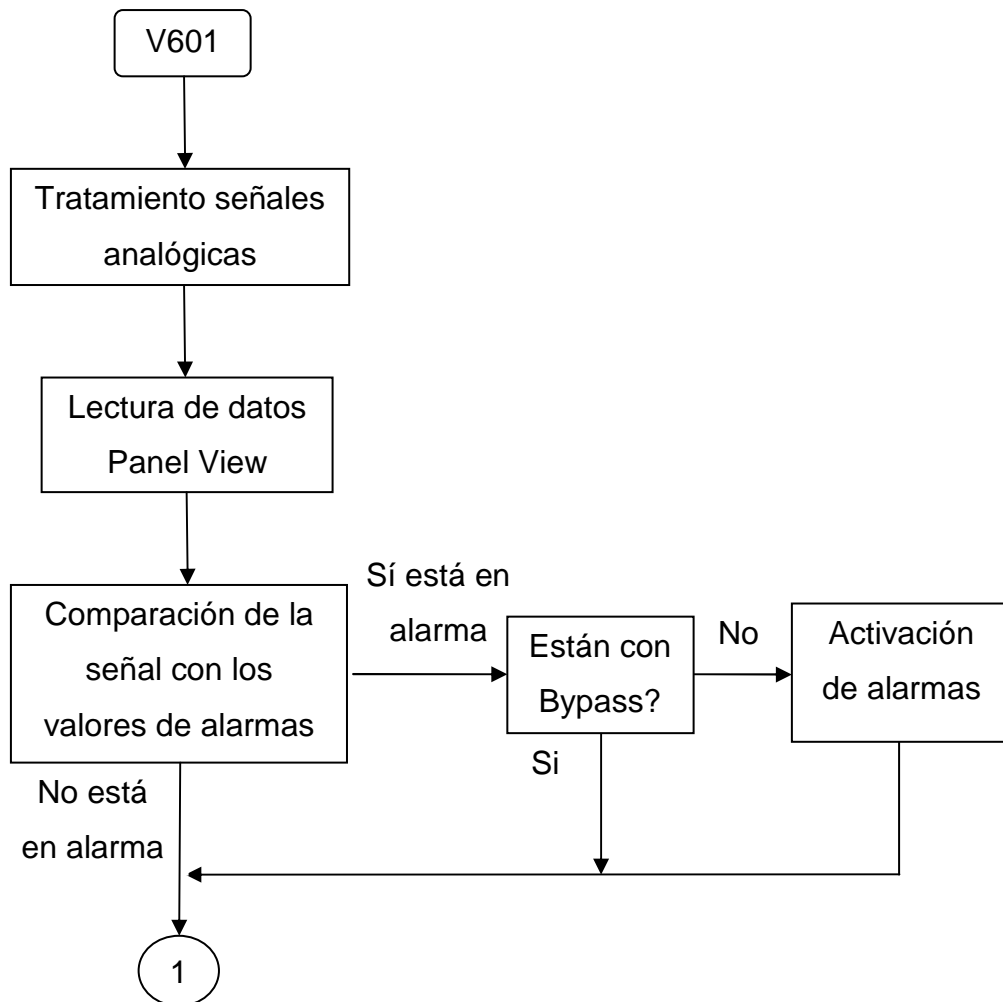


Figura 3.30. Diagrama de Flujo Tratamiento LIT-V601.

La lógica del diagrama de flujo de la Figura 3.30 se aplica para todas las señales analógicas pertenecientes al área del Separador, TIT-V601, LIT-V601B, PIT-V601, PDIT-V601B, LIT-V601, FIT-601E, PIT-V601A.

Para las señales digitales del área del Separador, PSHH-V601, PSL-V601, LSSL-V601, el diagrama de flujo se muestra en la Figura 3.31.

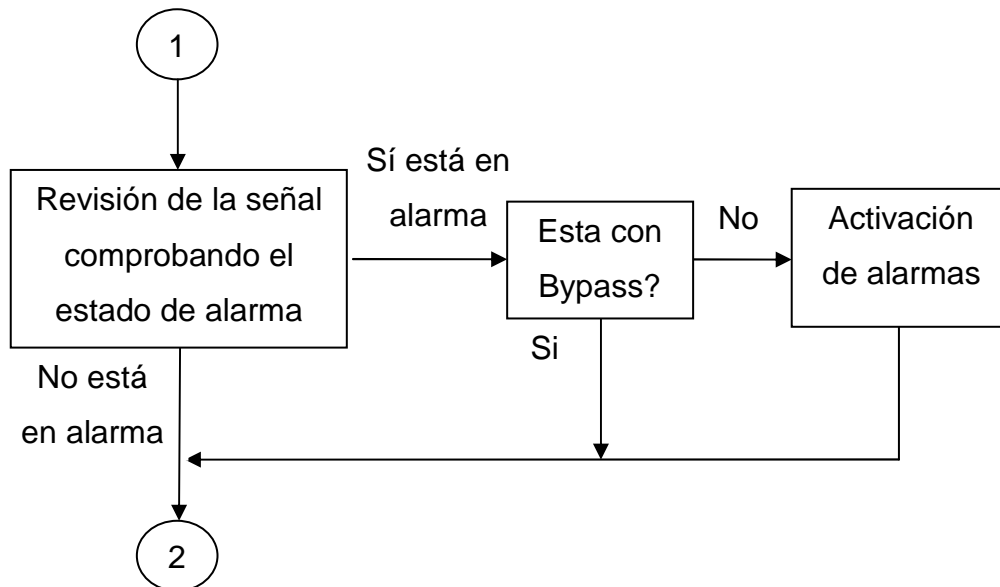


Figura 3.31. Diagrama de Flujo Señales Digitales.

Las válvulas PDV-C601B, PV-601A y LV-601B son controladas por las señales de los instrumentos PDIT-V601B, PIT-V601A y LIT-V601B respectivamente por medio de un PID. Las constantes del PID (K_p , K_i , K_d) se las obtuvo por medio de ensayo y error en la puesta en marcha del sistema. En la Figura 3.32 se muestra el diagrama de flujo para poder controlar estas válvulas.

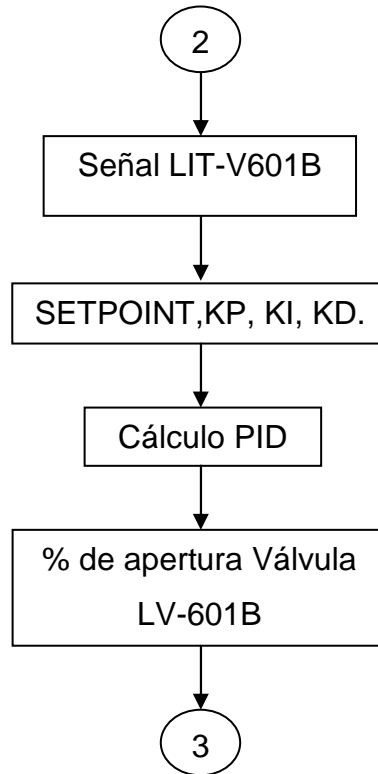


Figura 3.32. Diagrama de Flujo Apertura Válvula LV-601B.

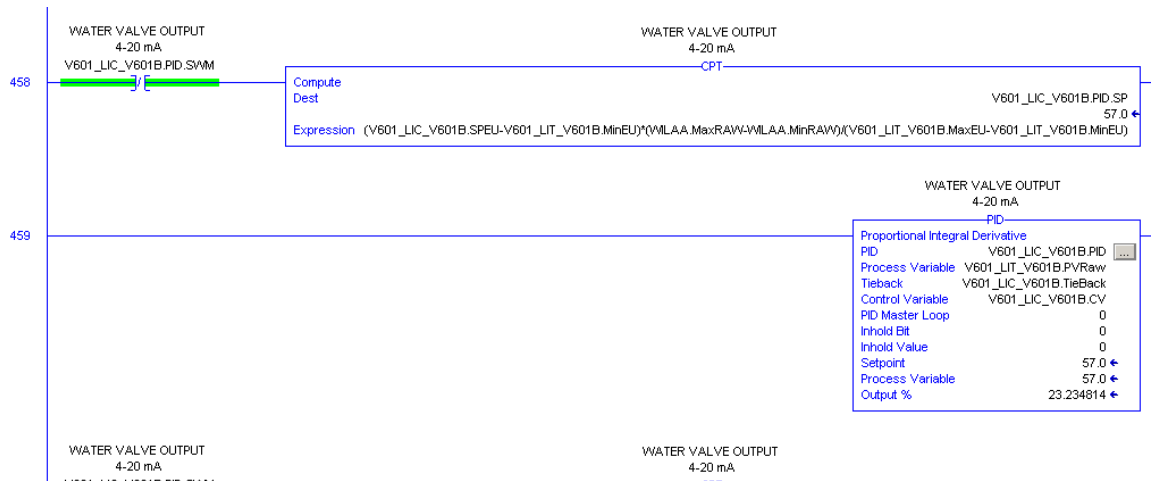


Figura 3.33. PID Válvula LV-601B.

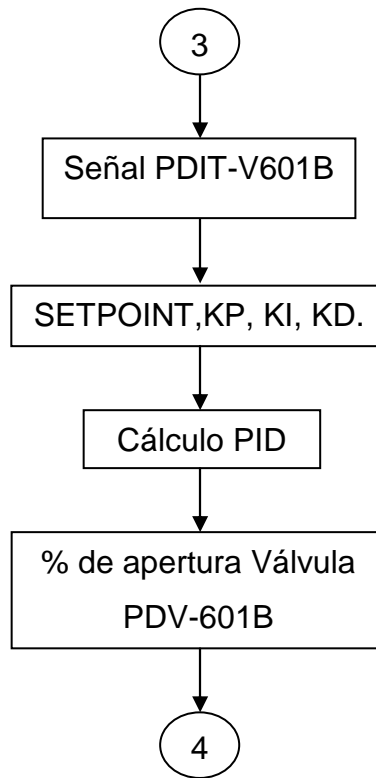


Figura 3.34. Diagrama de Flujo Apertura Válvula PDV-C601B.

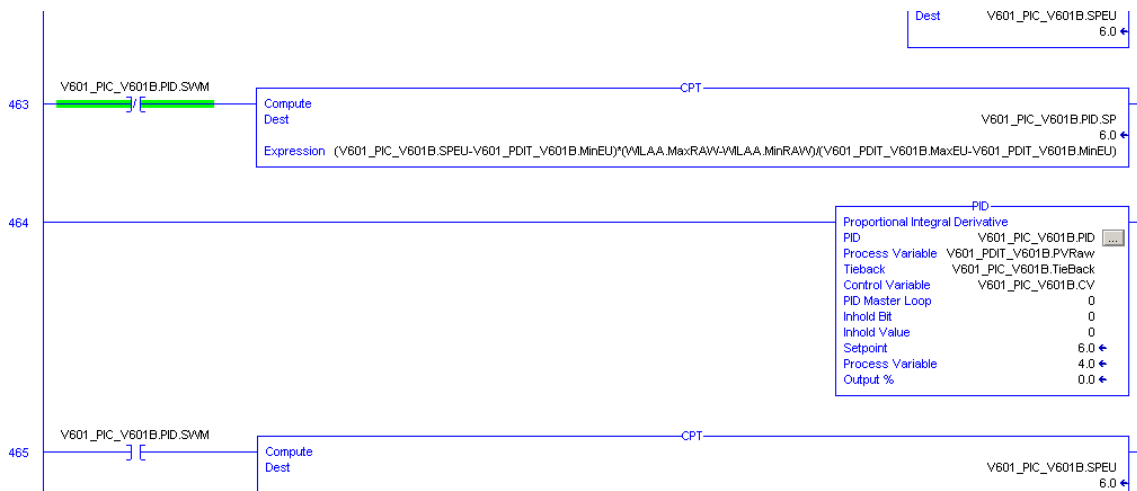


Figura 3.35. PID Válvula PDV-C601B.

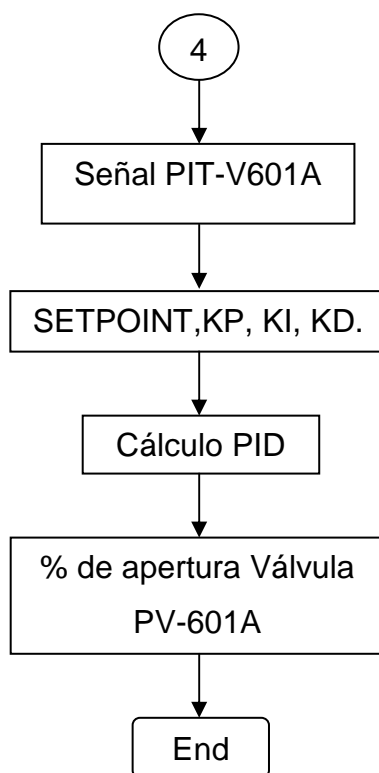


Figura 3.36. Diagrama de Flujo Apertura Válvula PV-601A.

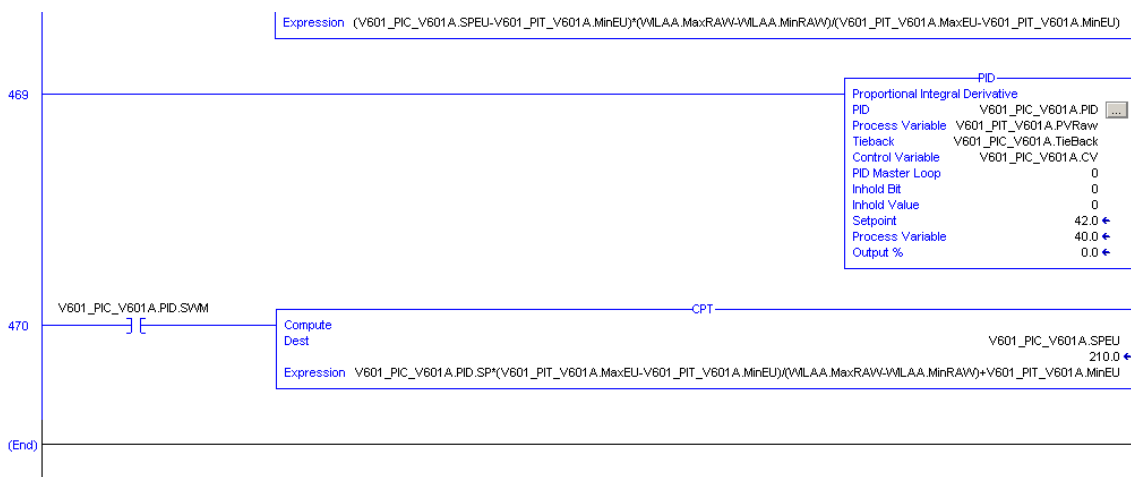


Figura 3.35. PID Válvula PV-601A.

3.2.3.5. Subrutina WIP

En esta subrutina se da tratamiento a las señales analógicas y señales digitales asociadas con el área de Bombas de Booster (P-612A/B) y Bombas de Inyección (P-601C/D).

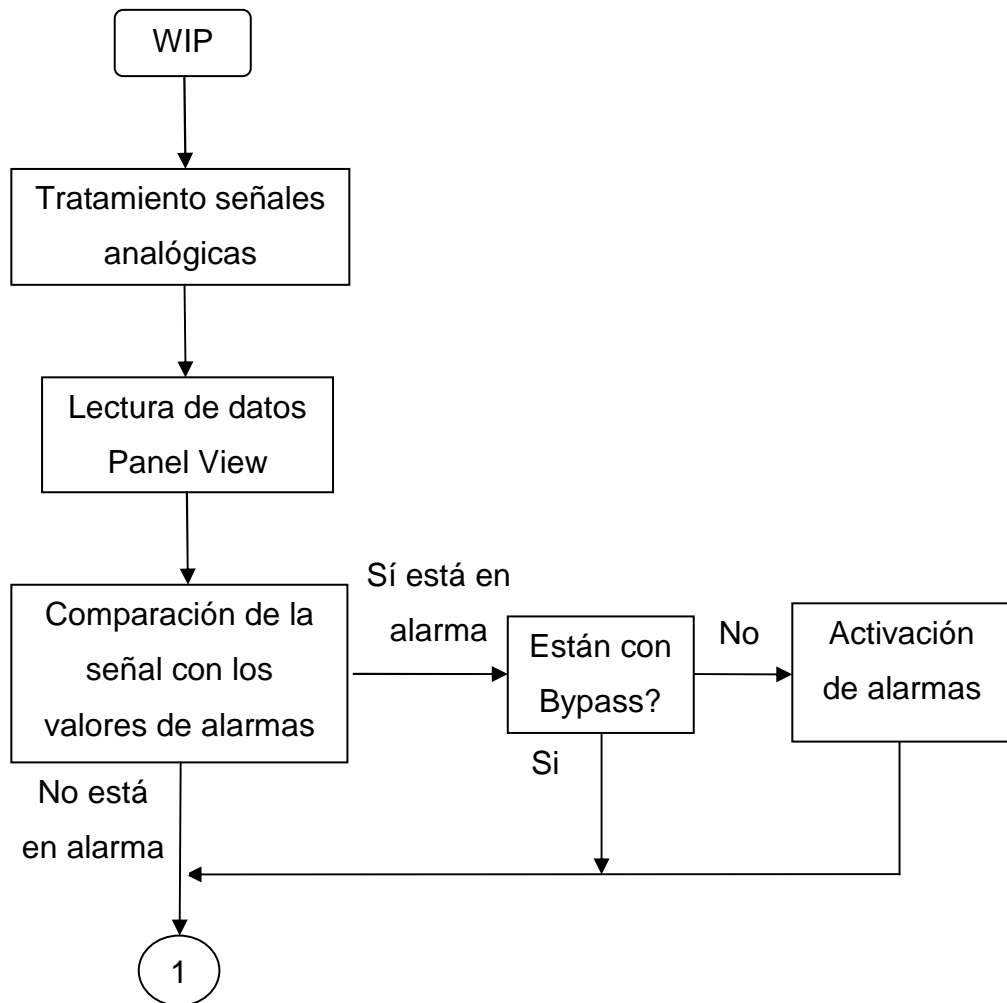


Figura 3.36. Diagrama de Flujo Tratamiento PT-P601D-DIS.

La lógica del diagrama de flujo de la Figura 3.36 aplica para todas las señales analógicas pertenecientes al área de Bombas de Booster (P-612A/B) y Bombas de Inyección (P-601C/D).

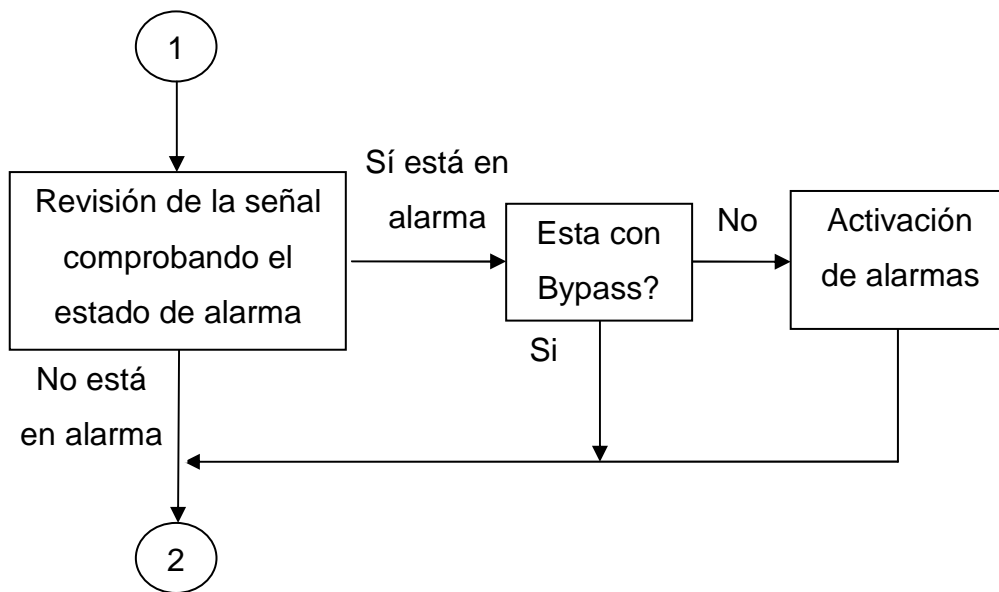


Figura 3.37. Diagrama de Flujo Señales Digitales.

La lógica del diagrama de flujo de la Figura 3.37 aplica para todas las señales digitales pertenecientes al área de Bombas de Booster (P-612A/B) y Bombas de Inyección (P-601C/D).

3.2.3.6. Subrutina Utilities

Ésta subrutina monitorea las señales del sistema contra incendios que son los switch de nivel del tanque de agua (LSH-T602, LSL-T602), switch de presión de la bomba P-602 y el switch del nivel del tanque sumidero (LSHH-ST601).

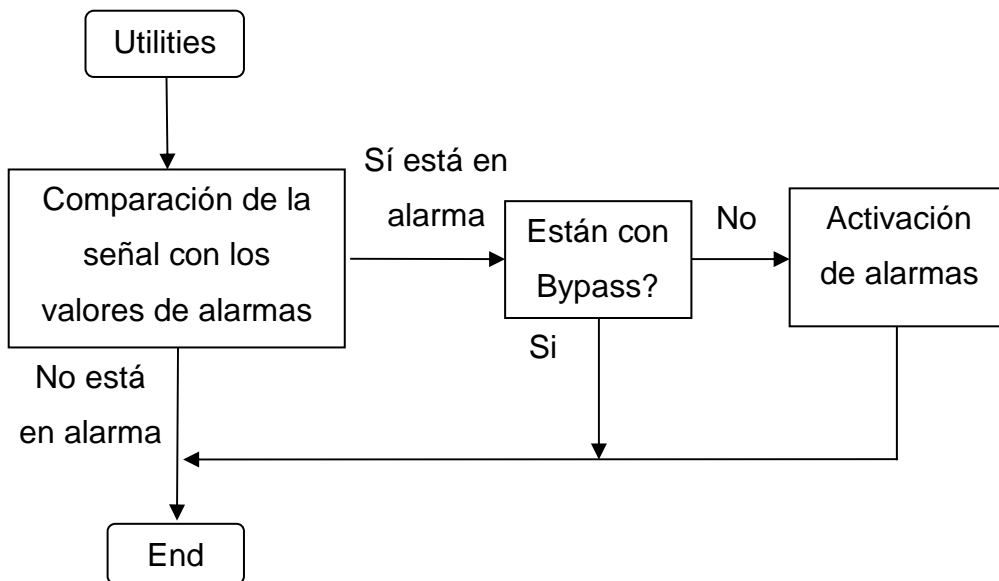


Figura 3.38. Diagrama de Flujo Señales Digitales Utilities.

3.2.3.7. Subrutina ESD

En esta subrutina se encuentran los botones de parada de emergencia (Emergency Shut Down) ESD-V601-PB, ESD-P612A-PB, ESD-P612B-PB, ESD-P601C-PB, ESD-P601D-PB.

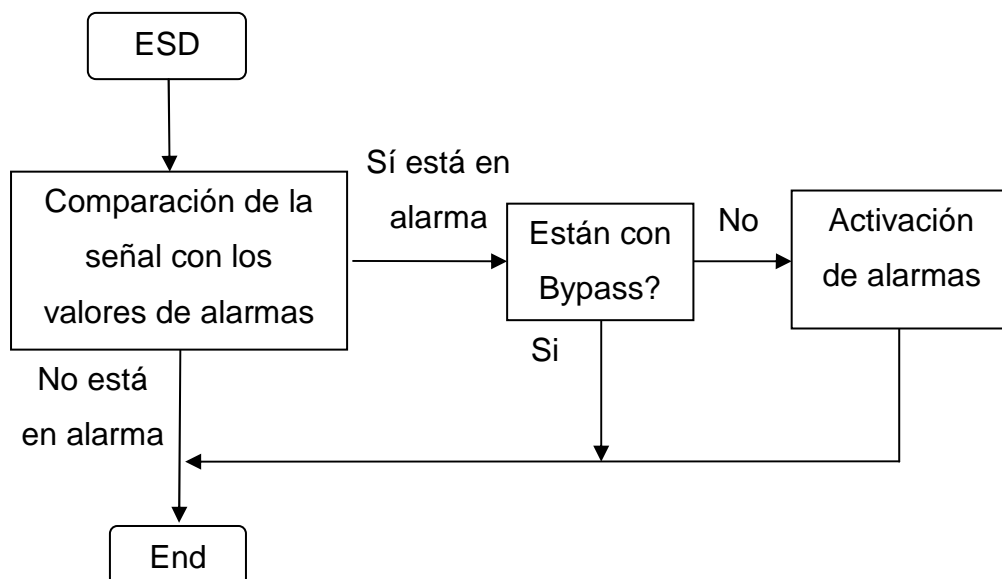


Figura 3.39. Diagrama de Flujo ESD.

3.2.3.8. Subrutina Diagnostic

Con esta subrutina se verifica el estado de la fuente de energía del PLC (XS-PLC-PS) y la fuente de energía de instrumentos (XS-SYS-PS).

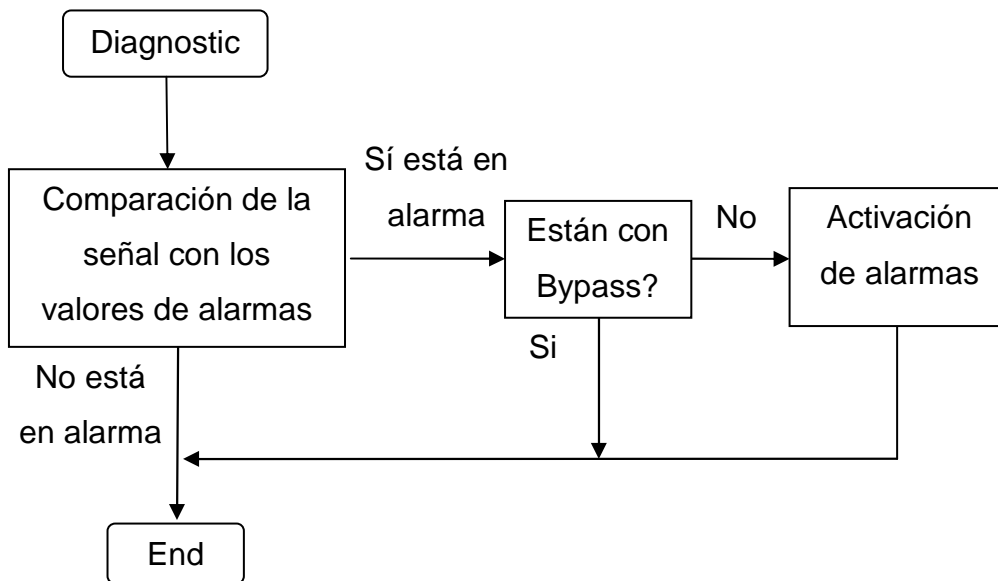


Figura 3.40. Diagrama de Flujo Diagnostic.

3.2.3.9. Subrutina CauseEffect

En esta subrutina se refleja la Matriz Causa Efecto, con la ayuda de los contactos auxiliares activados por las alarmas de los diferentes instrumentos y equipos. En la Figura 3.41 se indica el diagrama de flujo de esta subrutina.

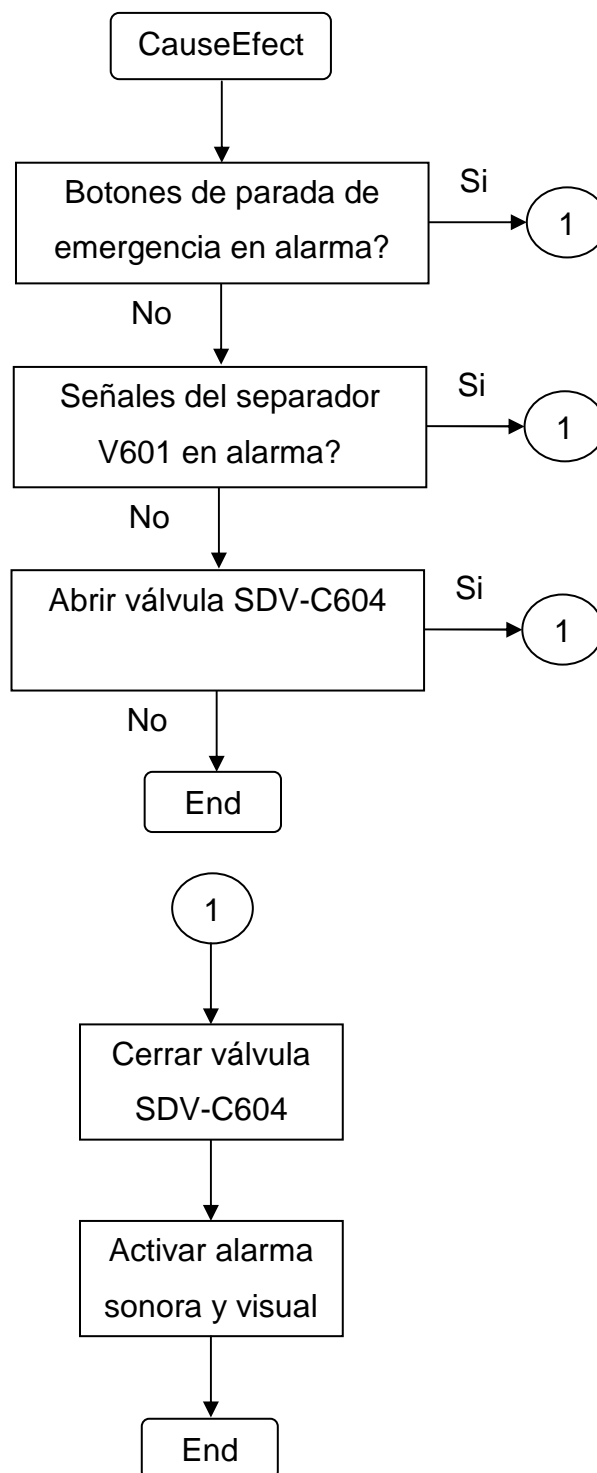


Figura 3.41. Diagrama de Flujo CauseEfect para la Válvula SDV-C604.

Mediante esta subrutina CauseEffect se relacionará las demás salidas (SDV-C603, XP-P612A/B, XPH-P601C/D, XPL-P601C/D, LIGHT, HORN).

3.2.3.10. Subrutina ToneManagement

En esta subrutina se realiza la activación de las alarmas visuales (LIGHT) y sonoras (HORN) con los contactos auxiliares de cada una de las señales de entrada.

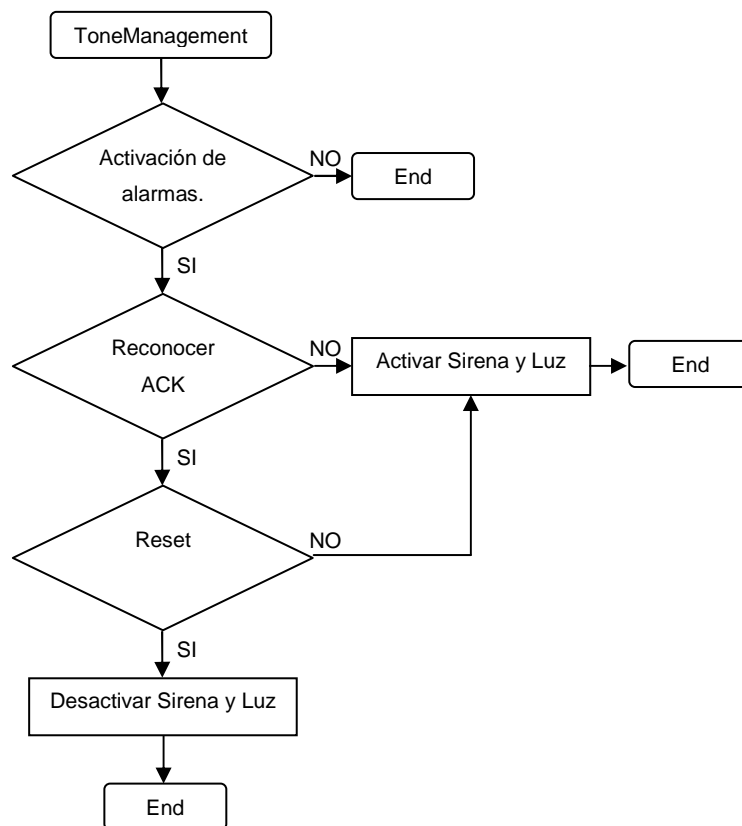


Figura 3.42. Diagrama de flujo ToneManagement.

3.2.3.11. Subrutina AckResetFirsOut

En esta subrutina se reconocerá la primera alarma que se activó mediante los contactos auxiliares de los instrumentos.

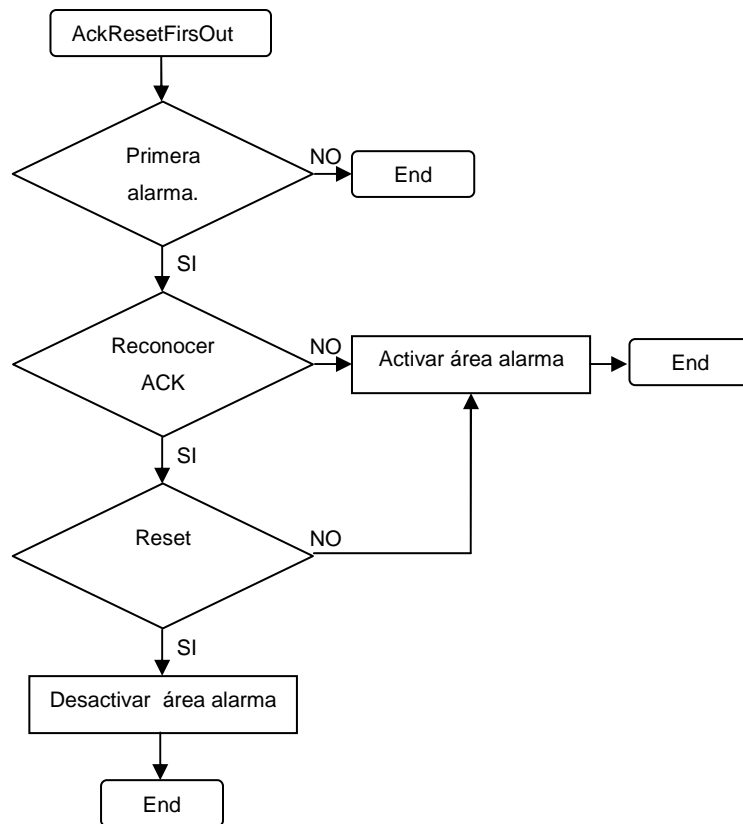


Figura 3.43. Diagrama de flujo AckResetFirsOut.

3.2.3.12. Subrutina OutputCopy

En esta subrutina se encuentran todas las salidas digitales y analógicas que son activas por los contactos auxiliares utilizados para la programación del PLC.

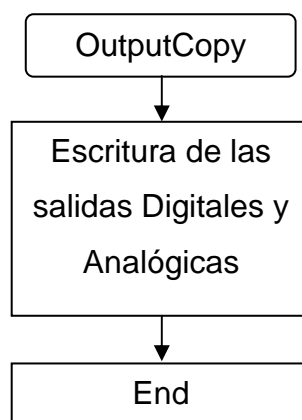


Figura 3.44. Diagrama de flujo OutputCopy.

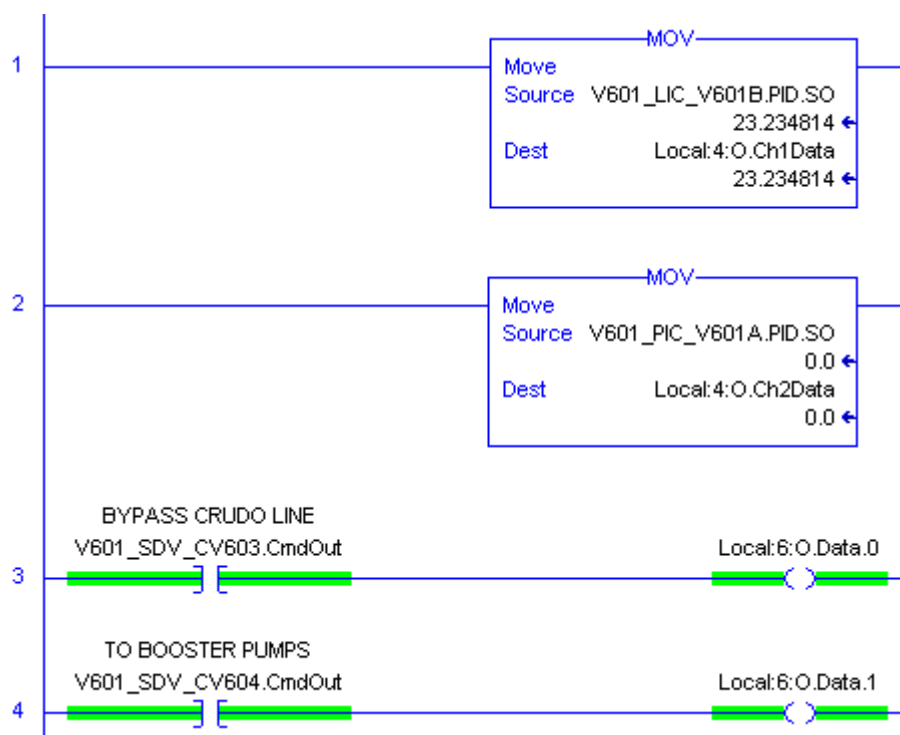


Figura 3.45. OutputCopy Escritura de Salidas Digitales y Analógicas.

3.3. FACTORY TALK VIEW STUDIO – MACHINE EDITION

FactoryTalk View ME, es una plataforma de desarrollo para hacer HMI diseñado con una interface homogénea e intuitiva para acelerar el proceso de desarrollo y capacitación de aplicaciones HMI. Permite la integración con controladores basados en Logix.

Compatible con la Arquitectura Integrada de Rockwell Automation, FactoryTalk® View forma parte de la suite de soluciones de monitoreo y control diseñadas para responder a las necesidades de aplicaciones de usuario, desde pequeñas aplicaciones autónomas de nivel de máquina hasta grandes aplicaciones de HMI de supervisión multiservidor, multiciente y multiusuario².

² FactoryTalk View Machine Edition User's Guide, 2007

FactoryTalk View ME, es una solución en aplicaciones de HMI para su uso en Panel View Plus, Panel View Plus CE, Rockwell Automation Informática Industrial, o el equipo de apoyo industrial funcionando bajo el sistema operativo Microsoft Windows.

3.3.1. APLICACIONES EN FACTORY TALK VIEW ME

Este programa permite crear nuevas aplicaciones, así como borrar aplicaciones existentes, buscar aplicaciones existentes en un determinado directorio.



Figura 3.46. FactoryTalk View.

Para crear una nueva aplicación, se dispone de un Wizard muy sencillo de seguir.



Figura 3.47. Selección tipo de aplicación.

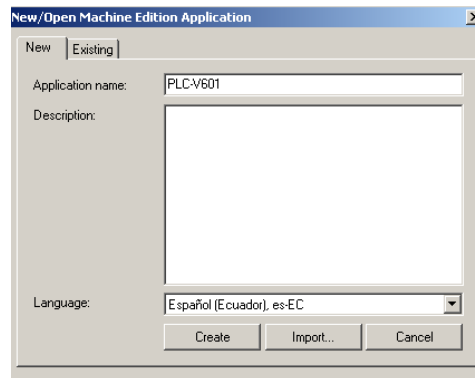


Figura 3.48. Creación de una nueva aplicación.

Después de colocar el nombre de la aplicación, la pantalla principal se muestra en la Figura 3.49.

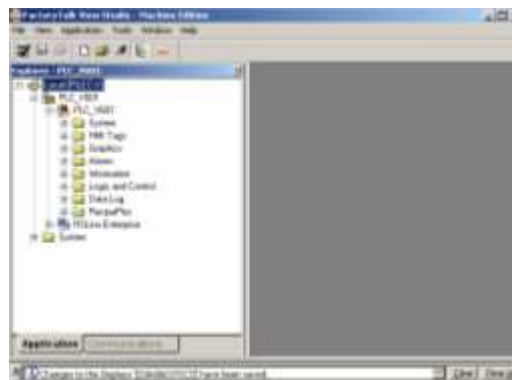


Figura 3.49. Pantalla Principal.

Cuando se crea la aplicación por primera vez, el ambiente de la pantalla principal se presenta como en la Figura 3.49. Las aplicaciones que se crean en FactoryTalk View ME se basan en el desarrollo de diferentes ventanas.

Por ello, se procede a crear cada ventana que será necesaria para la aplicación.

Para desarrollar las ventanas se dispone de muchas herramientas para dibujar cualquier clase de control o indicador además de una librería con algunos gráficos predeterminados.

Se pueden crear varias formas, botones, insertar gráficos, insertar texto, etc.



Figura 3.50. Librería de Botones.

En librería se dispone de una muy amplia gama de figuras y formas para dibujar el HMI del casi cualquier proceso de manera que sea lo más parecida posible a la planta real.

Cualquier objeto que se dibuje o cree puede ser animado, asignándole un tipo de trabajo de acuerdo a una variable o Tagname específico. Se le puede asignar un cambio de dimensiones, parpadeo, orientación, desplegar valores, ingresar valores, etc.



Figura 3.51. Creación de Tags.

Cada variable que se necesita para desarrollar la aplicación, es conocida como Tag. El número de tags disponibles es ilimitado, pero el número de pantallas es limitado, depende de la licencia que se haya adquirido.

3.3.1.1. Test Application

El "Test Application" permite correr la aplicación desarrollado en FactoryTalk View ME.

Se pueden visualizar las ventanas que se crearon en FactoryTalk View ME, y se puede hacer uso de las figuras animadas, se pueden manipular los botones, slides, text boxes, etc. No se pueden cambiar las dimensiones de las ventanas, la posición de los objetos, dibujar objetos, etc.; todo esto se lo hace en el FactoryTalk View ME.

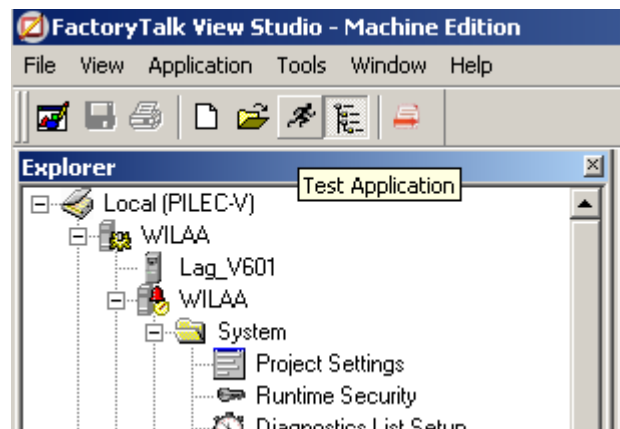


Figura 3.52. Test Application.

3.4. HMI DESARROLLADO EN FACTORY TALK VIEW ME

3.4.1. PANTALLA MAIN

La pantalla MAIN se ve cuando se inicia la aplicación, muestra el título de la tesis, desarrollador y los directores de la misma.

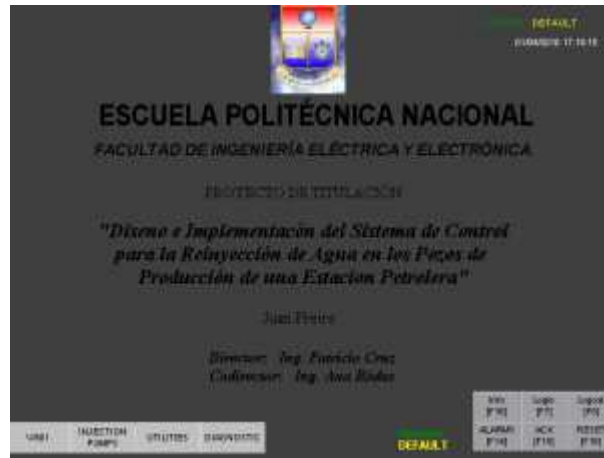


Figura 3.53. Pantalla Principal MAIN.

A continuación una breve descripción de los botones de navegación e indicadores gráficos de la pantalla MAIN:

V-601

Permite acceder a la pantalla del separador V-601.

INJECTION
PUMPS

Permite acceder a la pantalla de bombas de inyección y boosters.

UTILITIES

Permite acceder a la pantalla de Utilidades, como el tanque T-602 y el sumidero.

DIAGNOSTIC

Permite acceder a la pantalla de Diagnóstico del PLC y las fuentes de energía.

Info
[F16]

Permite acceder a la información para soporte en Mantenimiento.

Login
[F7]

Permite acceder a la pantalla de Login para logear el nombre de usuario y contraseña permitiendo el cambio de usuario.

Logout
[F8]

Realiza el desloge de usuario que éste logeado al sistema.

ALARMS
[F14] Permite acceder a la pantalla de alarmas.

ACK
[F15] Ejecuta el reconocimiento de las alarmas del sistema de inyección.

RESET
[F16] Ejecuta el Reset para las alarmas del sistema de inyección.

3.4.2. PANTALLA LOGIN

Es una ventana de tipo Pop Up, donde se pueden ingresar los datos del usuario, y la contraseña correspondiente para ingresar al sistema.

Se tienen definidos tres tipos de usuarios:

Operador: Es un usuario que no tiene mucho acceso a modificar parámetros del sistema, tampoco puede borrar el histórico de alarmas. Posee un nivel de acceso restringido.

Supervisor: Como supervisor puede acceder a modificar parámetros significativos de los procesos, como por ejemplo setpoints, bypass de señales, poseer acceso total a la información. Posee un nivel de acceso alto.

JuanFreire: Un Administrador puede acceder a casi todos los recursos de la aplicación, pero no puede modificar ninguno de los atributos de los usuarios (USERS AND GROUPS). Solo el usuario de tipo Desarrollador puede configurar usuarios, por ello, el nivel de acceso muy alto.



Figura 3.53. Pantalla Login.

3.4.3. PANTALLA V601

Esta pantalla presenta el separador V-601 para el sistema de inyección de agua, con sus controles, protecciones, señales de monitoreo y los respectivos enlaces hacia otras pantallas.

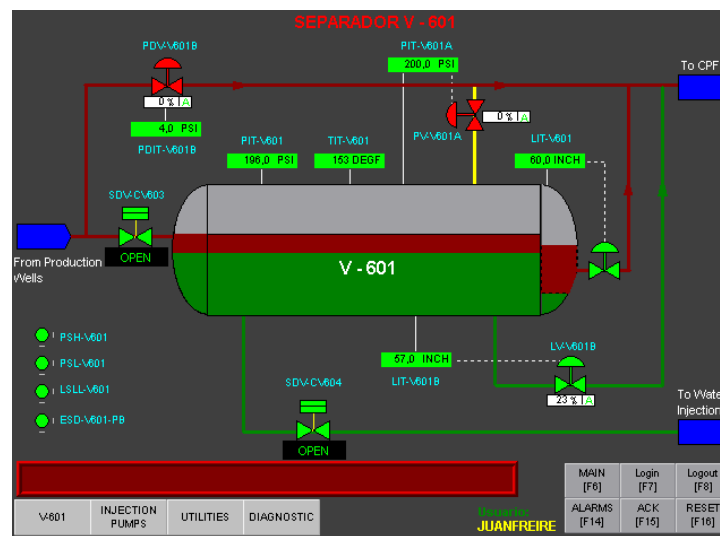


Figura 3.54. Pantalla Separador V601.

El fluido de producción proveniente del manifold entra al Separador de producción V-601 a 215 Psi y 200 F monitoreados por el PIT-V601 y TIT-V601 respectivamente. En él se separa agua, crudo y gas. Sin embargo, el gas, el crudo, y parte del agua separada se envían hacia la tubería que va a la estación Central.

El Separador V-601 tiene un control para el nivel de crudo, (Monitoreado por el LIT-V601). El control de nivel del agua excedente del sistema de inyección es realizado mediante la válvula LV-V601B controlada por LIT-V601B. La presión de gas del separador V-601 es controlada mediante la válvula de control de presión PV-V601A controlada por PIT-V601A.

Las protecciones del Separador V-601 son las siguientes:

- Dos válvulas de Shutdown: Al ingreso del separador V-601, SDV-CV603 y otra a la salida SDV-CV604, las cuales pueden ser operadas manualmente desde el Panel View.
- Control de Presión al ingreso del separador mediante la válvula PDV-V601B controlada por el PDIT-V601B, para realizar el bypass de crudo directamente a la Estación Central en caso de estar cerrada la válvula de Shutdown SDV-CV603.
- Alta presión en el Separador PSH-V601.
- Baja presión en el Separador PSL-V601.
- Bajo nivel en Separador LSSL-V601.
- Shutdown del Separador V-601, ESD-V601-PB.

3.4.4. PANTALLA INJECTION PUMPS

Esta pantalla presenta el estado de las bombas booster como las bombas de inyección cada una con sus respectivas protecciones.

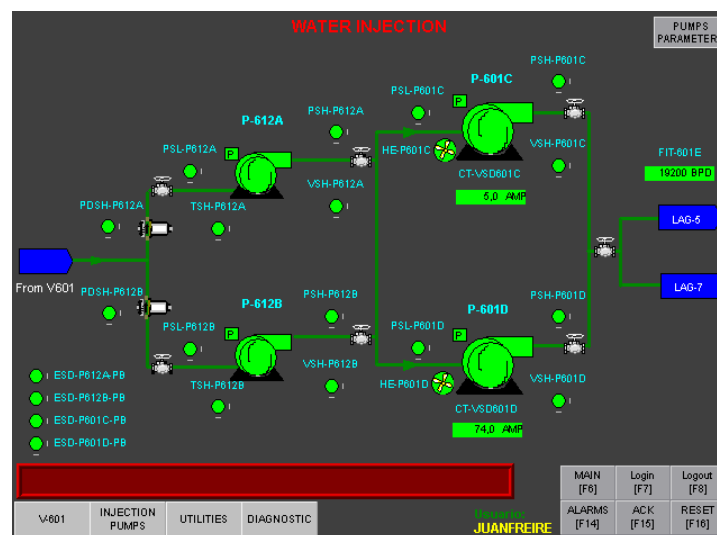


Figura 3.55. Pantalla Bombas de Inyección.

Las bombas booster P-612A/B cuentan con las siguientes protecciones:

- Baja Presión durante la succión.

- Alta presión durante la descarga.
- Alta presión diferencial a la entrada.
- Alta temperatura de la bomba.
- Alta vibración de la bomba.

Las bombas de inyección P-601C/D cuentan con las siguientes protecciones:

- Baja Presión durante la succión.
- Alta presión durante la descarga.
- Alta vibración de la bomba.
- Monitoreo de corriente.
- Estado de cooler Exchange.

Además en esta pantalla se refleja el flujo dado por el transmisor de flujo FIT-601E de salida de las bombas de inyección hacia los pozos inyectoros.

Desde esta pantalla se tiene acceso a los parámetros de temperatura, presión y vibración de las bombas P-601C/D, como se observa en la Figura 3.56 y Figura 3.57.

TEMPERATURA (F)	P601C	P601D
Salida Bomba	1598 DEGF	1598 DEGF
Casing	1598 DEGF	1598 DEGF
Acople Bomba	79.5 DEGF	1598 DEGF
Motor Acople	92.1 DEGF	1598 DEGF
Motor Libre	93.7 DEGF	100 DEGF
Bobinado A	101 DEGF	164 DEGF
Bobinado B	98.9 DEGF	168 DEGF
Bobinado C	1598 DEGF	170 DEGF

MAIN [F8] Login [F7] Logout [F8]
 ALARMS [F14] ACK [F15] RESET [F16]

V601 INJECTION PUMPS UTILITIES DIAGNOSTIC JUANFREIRE

Figura 3.56. Pantalla de parámetros Bombas de Inyección.

Esta pantalla presenta los parámetros de la bomba P-601C/D como son:

- Temperatura a la salida de la bomba.
- Temperatura en el casing de la bomba.
- Temperatura en el respectivo acople de la bomba.
- Temperatura en el acople del Motor.
- Temperatura en el motor Libre.
- Temperatura en el bobinado A del motor.
- Temperatura en el bobinado B del motor.
- Temperatura en el bobinado C del motor.

PREVIOUS PARAMETERS PUMPS

PARAMETROS	P601C	P601D
Presion de Succion	946.0 PSI	873.7 PSI
Presion de Descarga	907.1 PSI	2213.4 PSI
Vibracion Acople	0.0 mm	0.0 mm
Vibracion Libre	0.0 mm	0.0 mm

JUANFREIRE

V-801	INJECTION PUMPS	UTILITIES	DIAGNOSTIC	MAIN [F6]	Login [F7]	Logout [F8]
				ALARMS [F14]	ACK [F15]	RESET [F16]

Figura 3.57. Pantalla de parámetros Bombas de Inyección

Esta pantalla presenta los parámetros de la bomba P-601C/D como son:

- Presión de succión en la respectiva bomba.
- Presión de descarga en la respectiva bomba.
- Vibración en el acople de cada bomba.
- Vibración libre de cada bomba.

3.4.5. PANTALLA UTILITIES

Esta pantalla presenta el sistema de Utilidades como son el sistema contraincendios y el sumidero ubicados en la estación. Se tiene señales de alarma y control en el tanque de agua para el sistema contraincendios mediante los switch de nivel alto LSH-T602 y switch de nivel bajo LSL-T602. Se monitorea el estado de las bombas P-602 y P-sumidero de igual manera existe protección de la bomba P-602 mediante el switch de alta presión PSH-T602.

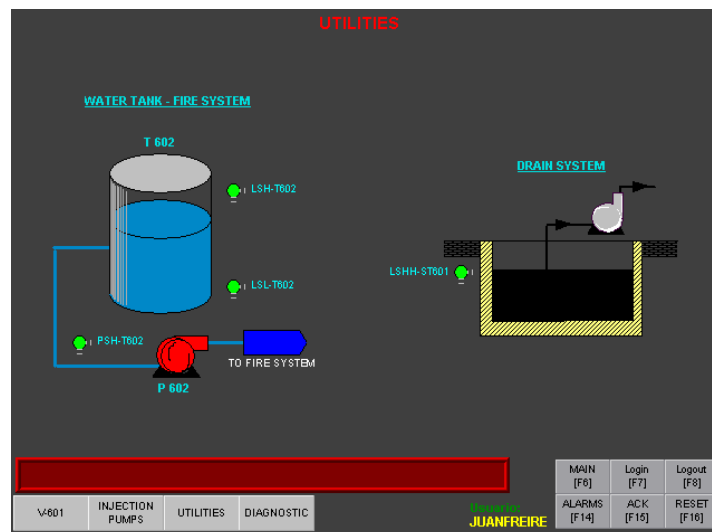


Figura 3.58. Pantalla Utilities.

3.4.6. PANTALLA DIAGNOSTIC

Esta pantalla presenta la arquitectura de control del sistema de inyección de agua y a la vez el diagnostico de la fuente de energía del PLC y de la fuente de energía de los instrumentos.

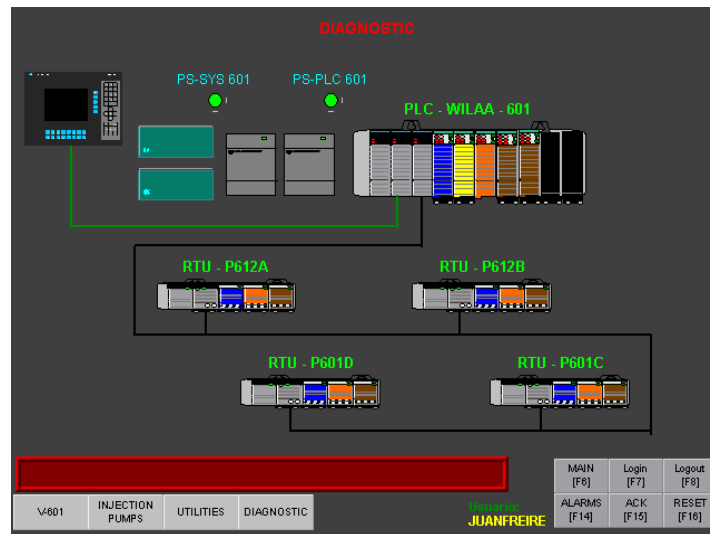


Figura 3.59. Pantalla Diagnostic Arquitectura Sistema de Inyección.

Al presionar en el PLC se obtendrá información de los cada uno de los módulos que lo componen.

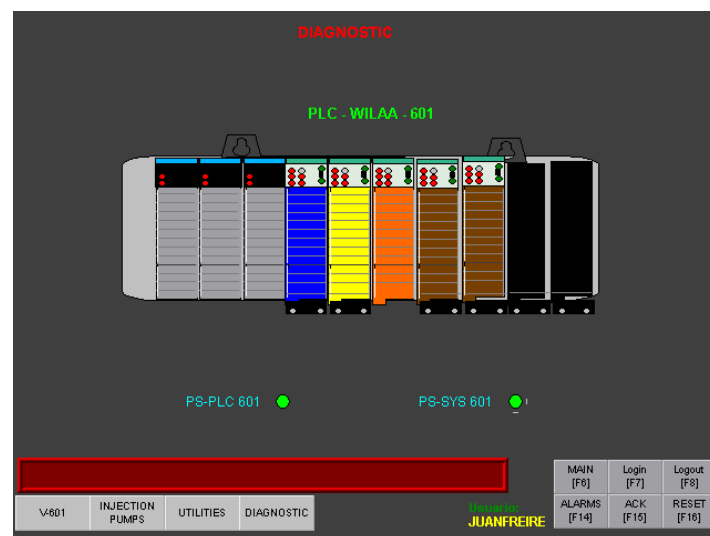


Figura 3.60. Pantalla Diagnóstico del PLC.

Esta pantalla brinda información más detallada acerca del módulo tales como son:

- Estado del canal: OK, Fault

- Canal Utilizado o en Spare, si se encuentra utilizado brinda la facilidad de observar el tag o señal que se encuentra cableada.

3.4.7. PANTALLA ALARMS

Las Pantalla de Históricos de alarmas presenta un resumen en el tiempo de cómo se fueron presentando las alarmas tanto digitales como analógicas. Esta pantalla se presenta de forma automática en el momento que aparece una alarma, y de esa forma saber el instante en que ésta sucedió; se debe reconocer y reiniciar todas las alarmas antes de seguir con la operación normal del sistema. Este histórico solo puede ser borrado por el Administrador, el cual debe logearse en el sistema con su nombre y clave antes de hacerlo.

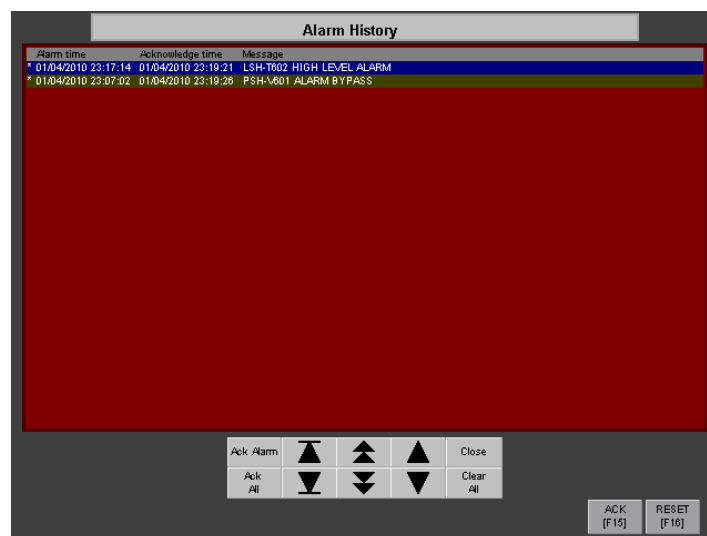


Figura 3.61. Pantalla Alarm History.

3.5. CONFIGURACIÓN DE COMUNICACIONES

NetLinx es el término que identifica la solución de Rockwell Automation en el área de tecnologías de conexión en red. Las siguientes son las principales redes usadas en los sistemas Logix:

- EtherNet/IP
- ControlNet

Estas redes están diseñadas bajo el protocolo industrial común (CIP) que le permite controlar, configurar y recolectar datos mediante cualquiera de las redes NetLinx. Como resultado, los datos pueden fluir entre diferentes redes sin necesidad de software de traducción de protocolo.

3.5.1. RED ETHERNET/IP

La red EtherNet/IP ofrece un conjunto completo de servicios de control, configuración y recolección de datos. Utiliza TCP/IP para transmisión general de mensajes, intercambio de información y transmisión de mensajes de E/S. A menudo se usa en estos tipos de configuraciones:

- Control general de E/S.
- Intercambio de datos entre controladores.
- Conexión de muchas computadoras.
- Conexión de muchos dispositivos.

Esta red será utilizada para la comunicación con el Panel View por medio del switch N-TRON 405-FX y con la ayuda del módulo Ethernet 1756-ENBT colocado en el chasis del PLC.

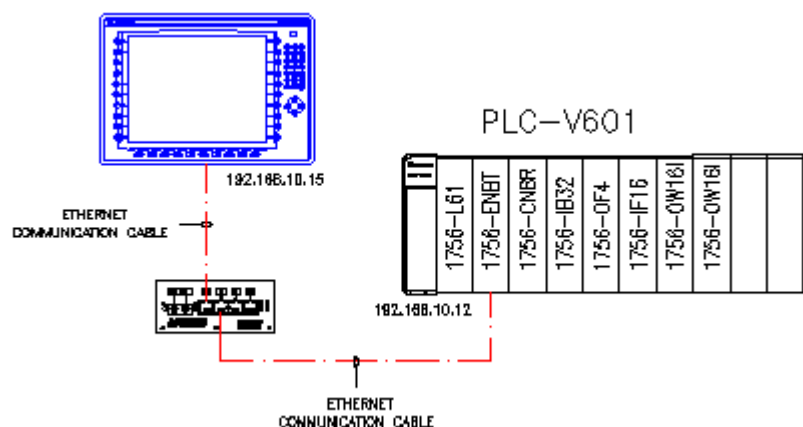


Figura 3.62. Red Ethernet PLC – Panel View.

3.5.2. CONTROLNET

ControlNet es un protocolo de red abierto para aplicaciones de automatismos industriales, también es conocido como bus de campo. La red ControlNet es una red de control dotada de la técnica más moderna que satisface las demandas de aplicaciones de alto rendimiento efectivo, en tiempo real. La red ControlNet usa el probado Protocolo Industrial Común (CIP) para combinar la funcionalidad de una red de E/S y una red de dispositivos similares que proporciona rendimiento de alta velocidad para ambas funciones.

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. Es una red de control en tiempo real que proporciona transporte de datos de enclavamiento y E/S críticas en cuanto a tiempo, así como datos de transmisión de mensajes, incluida la carga y descarga de datos de programación y configuración en un solo vínculo de medio físico. A menudo se usa en estos tipos de configuraciones:

- Control general de E/S.
- Intercambio de datos entre controladores.

La red ControlNet será utilizada para la comunicación del PLC con las RTU-612A/B y RTU-601C/D.

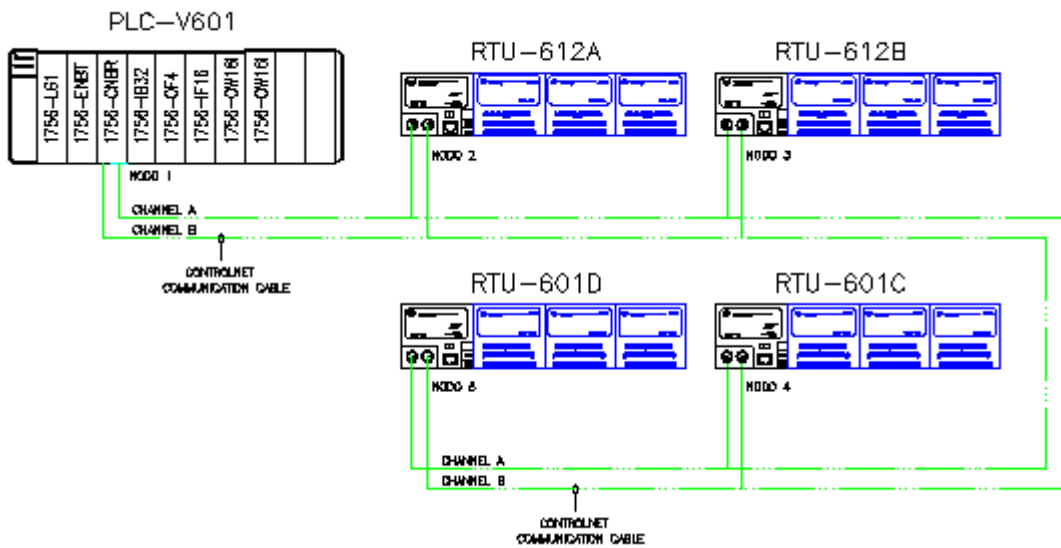


Figura 3.63. Red ControlNet PLC – RTU's.

3.5.2. RSNETWORX

RSNetWorx es la herramienta de configuración de redes ControlNet. Con el software RSNetWorx se puede crear una representación gráfica de la configuración de red y configurar los parámetros que definen la red.

El software calcula automáticamente el ancho de banda para toda la red, así como el ancho de banda utilizado por cada componente de red.



Figura 3.64. RSNetWorx.

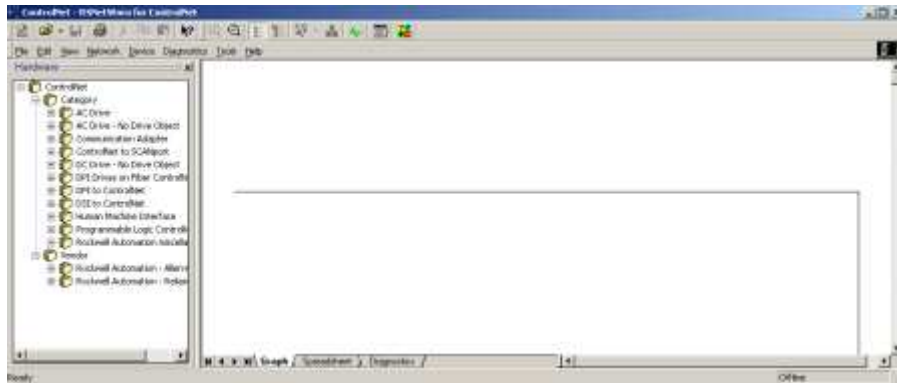


Figura 3.65. Pantalla de Inicio RSNetWorx.

Para la observar la red ControlNet se debe conectar al módulo ControlNet del PLC y luego dar clic en el icono Online como se muestra en la Figura 3.64.

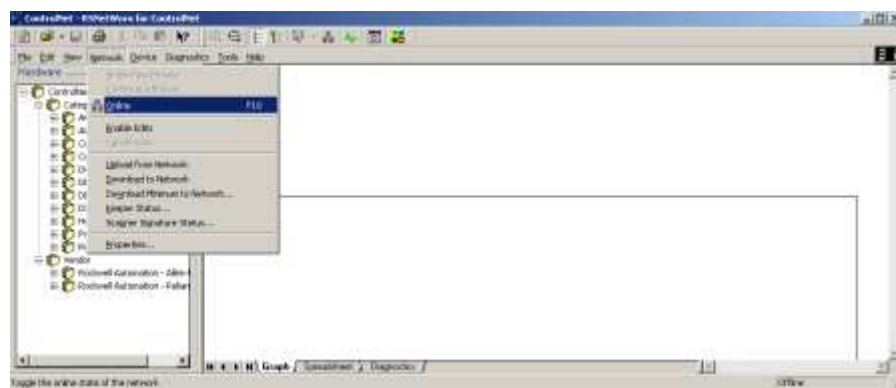


Figura 3.66. Comunicación con ControlNet.

Luego se carga automáticamente los componentes de la red ControlNet existente.

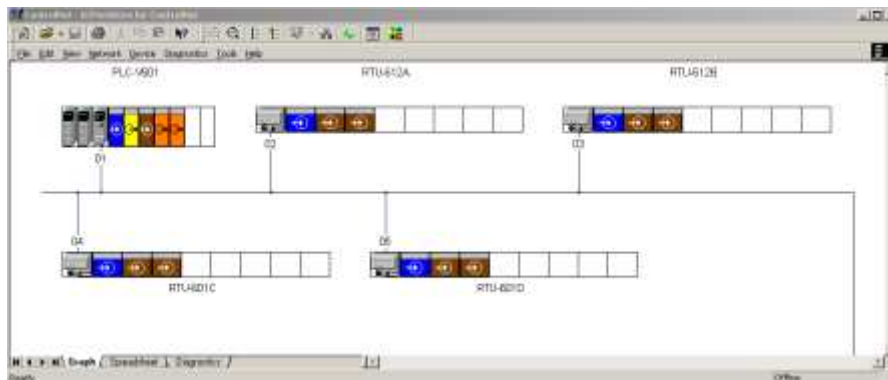


Figura 3.67. Red ControlNet Sistema Inyección de Agua.

Para realizar la configuración se hace clic en la pestaña **Network > Properties**

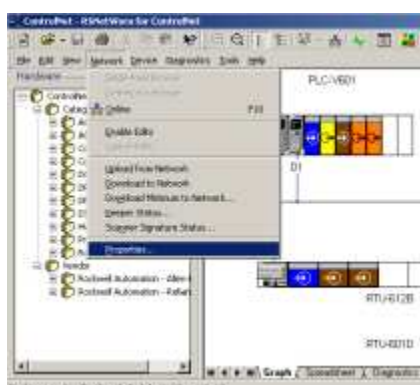


Figura 3.68. Network Properties.

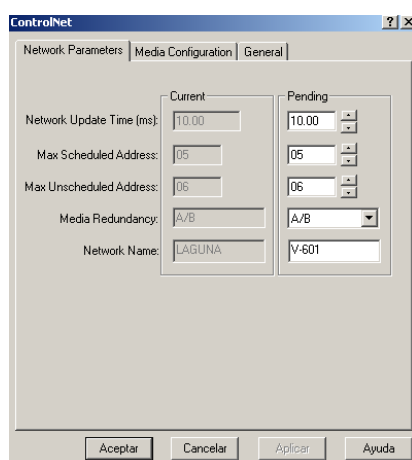


Figura 3.69. ControlNet Properties.

En la pantalla de la Figura 3.69 se ingresarán los datos de:

- Network Update Time, tiempo de actualización de datos.
- Max. Scheduled Address, número de nodos conectados.
- Max. UNScheduled Address, número de nodos conectados más uno.
- Media Redundancy, redundancia de la red.
- Network Name, nombre de la red.

Se ha finalizado el diseño y programación de las pantallas del Panel View que ayudarán monitorear el funcionamiento del sistema de reinyección de agua, en el capítulo siguiente se realizará las pruebas de funcionamiento de las pantallas.

CAPITULO 4

PRUEBAS Y RESULTADOS

Este capítulo consta de tres partes: la primera hace referencia a las pruebas realizadas al tablero de control del PLC y tableros de las respectivas bombas; la segunda se refiere a las pruebas de la red y comunicación con dichos módulos y la tercera describe las pruebas realizadas desde el Panel View

4.1. PRUEBAS TABLEROS DE CONTROL

4.1.1. PRUEBA DE ACEPTACION EN SITIO (SAT)

La prueba SAT para un Sistema de Control determina las condiciones de ensamble y funcionamiento de los equipos que se destinarán a controlar la operación de un proceso de reinyección de agua. Durante las pruebas se evalúan entre otras las siguientes condiciones:

- Calidad de los equipos y suministros de montaje, donde se revisa que las especificaciones técnicas del sistema cumplan con los estándares y normas que rigen en cuanto a seguridad industrial, clasificación de áreas y prácticas de confiabilidad aceptadas en la industria.
- Calidad del montaje. Los equipos utilizados exigen para su adecuada operación prácticas y estrategias de montaje que no perjudiquen sus certificaciones de calidad y seguridad. Las adecuadas prácticas de montaje en un Sistema de Control garantizan la operación en condiciones de elevada exigencia demostrando siempre confiabilidad, precisión y seguridad.

4.1.1.1. Inventario Del Equipo

Este paso verifica que todos los componentes de los tableros de control que serán instalados correspondan al Layout de los paneles aprobados. El objetivo es detectar defectos de fábrica y transporte que puedan causar deterioro o posible mal funcionamiento del ensamble final.

4.1.1.2. Armado y Cableado Del Sistema

Esta inspección certifica que todos los componentes y el panel de control hayan sido cableados de acuerdo con los requerimientos de la ingeniería. Verificando que la conexión física de las señales a las diferentes borneras haya sido realizada de acuerdo a lo indicado en los planos de conexionado. Dicha verificación consiste en comparar los planos de conexionado frente al ensamble, teniendo en cuenta la conexión física, continuidad de cableado realizando la prueba de conexión punto a punto.

4.1.1.3. Energización.

Una vez verificado el ensamble del panel, se procede a energizarlo para comprobar la apropiada alimentación de los diferentes equipos instalados en los tableros. Antes de energizar el panel se realizará lo siguiente:

- Verificar que el voltaje de alimentación sea el apropiado (110 – 120 VAC), en cada una de las acometidas.
- Revisar con especial cuidado el voltaje neutro – tierra.
- Verificar que todos los breakers/fusibles del circuito de alimentación/distribución se encuentren en la posición “OFF”.
- Energizar cada uno de los paneles por secciones.
- Revisión los voltajes de alimentación de acuerdo a los diagramas de distribución AC/DC.
- Revisión de la adecuada operación de la luz interna del panel y su interruptor de activación.

4.1.2. VERIFICACIÓN DE LAS I/O DEL SISTEMA

Una vez energizado el panel se procederá a probar las entradas y salidas del sistema. Para ello se utilizará una aplicación de prueba con la configuración de los módulos I/O presentes en el sistema de reinyección. De esta manera se

verificarán todas las entradas y salidas del sistema con la ayuda del software RSLogix 5000.

4.1.2.1. Verificación Entradas Digitales

En los canales correspondientes a las señales de entrada digital, DI; se simulará la operación del instrumento y se generará el estado abierto/cerrado, se verificará el cambio de estado de su tag entre 0 y 1 respectivamente. También se verificará el cambio de estado de los leds de indicación en el módulo de entrada.

TARJETA: 1756-IB32

SEÑAL: 24VDC

TIPO: Entrada Digital

CANAL	OK	CANAL	OK
0	√	16	√
1	√	17	√
2	√	18	√
3	√	19	√
4	√	20	√
5	√	21	√
6	√	22	√
7	√	23	√
8	√	24	√
9	√	25	√
10	√	26	√
11	√	27	√
12	√	28	√
13	√	29	√
14	√	30	√
15	√	31	√

4.1.2.2. Verificación Salidas Digitales

En los tags correspondientes a las señales de salida digital, DO; se cambiará el valor de cada bit entre 0 y 1, y se verificará el cambio de estado de la salida midiendo el voltaje en los terminales de salida o continuidad en caso de módulos no polarizados. También se verificará el cambio de estado de los leds de indicación en el módulo de salida.

TARJETA: 1756-OW16I

SEÑAL: 24VDC

TIPO: Entrada Digital

CANAL	OK
0	√
1	√
2	√
3	√
4	√
5	√
6	√
7	√
8	√
9	√
10	√
11	√
12	√
13	√
14	√
15	√

4.1.2.3. Verificación Entradas Analógicas

Para los canales de entrada analógica, AI; se hará circular valores de corriente en cada canal (4 mA, 12 mA y 20 mA). Los valores deben ser visualizados en los tags asociados en la aplicación de prueba.

TARJETA: 1756-IF16

SEÑAL: 4-20 mA

TIPO: Entrada Analógica

CANAL 4mA 12mA 20mA

0	√	√	√
1	√	√	√
2	√	√	√
3	√	√	√
4	√	√	√
5	√	√	√
6	√	√	√
7	√	√	√
8	√	√	√
9	√	√	√
10	√	√	√
11	√	√	√
12	√	√	√
13	√	√	√
14	√	√	√
15	√	√	√

4.1.2.4. Verificación Salidas Analógicas

En los tags de salida analógica, AO; se colocarán valores de corriente en cada canal (4 mA, 12 mA y 20 mA). Se realizará la medición en los terminales de salida de cada canal para verificar su correspondencia.

TARJETA: 1756-OF4

SEÑAL: 4-20 mA

TIPO: Salida Analógica

CANAL 4mA 12mA 20mA

0	√	√	√
1	√	√	√
2	√	√	√
3	√	√	√

4.2. PRUEBAS DE CONECTIVIDAD EN LA RED

Para la red ControlNet redundante, se desconectará un canal, este canal se colocará con luz roja indicando que se ha desconectado, se comprueba la redundancia al observar que el otro canal permanece con luz verde permanente. Se procederá con el otro canal de igual forma.

TARJETA: 1756-CNBR

TIPO: Módulo ControlNet Redundante

ITEM DESCONEXIONDEL CANAL ANTES DESPUES

1	A	√	√
2	B	√	√

Name	State	Address	Slot	Description
1756-CNBR/E	Ok		02	
PLC-V601	Ok			
1756-L61 LOGIX5561	Ok		00	
1756-ENET/B	Ok		01	
1756-CNBR/E	Ok	01	02	
1756-IB32/B	Ok		03	
1756-OF4/A	Ok		04	
1756-IF16/A	Ok		05	
1756-OW16I/A	Ok		06	
1756-OW16I/A-1	Ok		07	
[Slot Empty]			08	
[Slot Empty]			09	
1794-ACNR15 FLEX I/O ControlNet...	Ok	02	n/a	
1794-ACNR15 FLEX I/O ControlNet...	Ok	03	n/a	
1794-ACNR15 FLEX I/O ControlNet...	Ok	04	n/a	
1794-ACNR15 FLEX I/O ControlNet...	Ok	05	n/a	

Figura 4.1. RSNetWorx verificación comunicación ControlNet.

Para la prueba de Ethernet, se deberá cargar una dirección IP al módulo Ethernet 1756-ENBT, la prueba se la realizará mediante el software RSLinx, se comprobará su funcionamiento al observar todos los módulos del chasis. Otra forma de probar es realizando un ping desde la PC directamente a la dirección IP del módulo.

TARJETA: 1756-ENBT

TIPO: Módulo Ethernet

ITEM TIPO DE PRUEBA REVISADO

1	PING	√
2	RSLINX	√

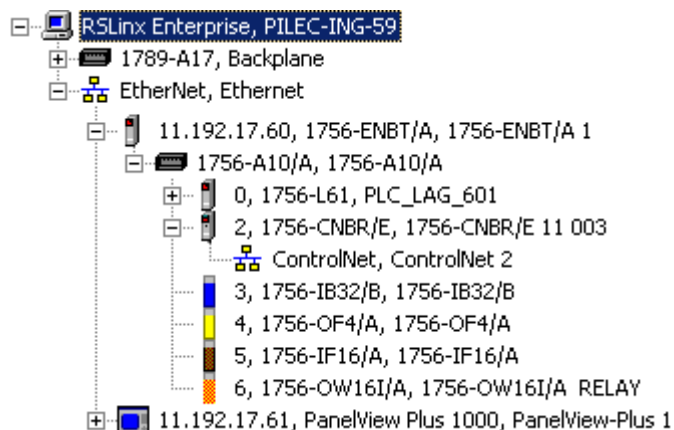


Figura 4.2. RSLinx verificación comunicación Ethernet.

4.3. PRUEBAS DE LAS HMI

Una vez establecido las pruebas de comunicación se procederá a realizar las pruebas del HMI implementado en el Panel View.

Se comprobará el correcto funcionamiento de los niveles de acceso.



Figura 4.3. Pantalla para el ingreso de usuarios.

La Figura 4.3 muestra el ingreso al sistema del usuario llamado Operador, el cual no tiene habilitado todos los privilegios.

También se encuentra programado un usuario denominado Administrador, el cual tiene el máximo nivel de acceso, es decir, puede ser capaz de modificar valores de alarmas, borrar históricos, habilitar los bypass, entre otros.

4.3.1. PRUEBAS SEPARADOR V-601

4.3.1.1. Válvulas SDV-CV603 y SDV-CV604

En el separador, se procedió a cerrar la válvula SDV-CV604 y a abrir la válvula SDV-CV603 dejando ingresar el crudo proveniente del manifold hasta obtener un nivel de 57" agua.

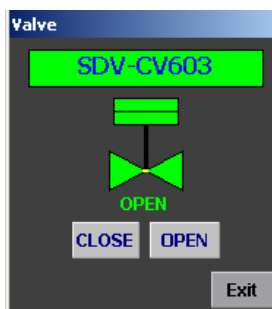


Figura 4.4. Apertura válvula SDV-CV603.

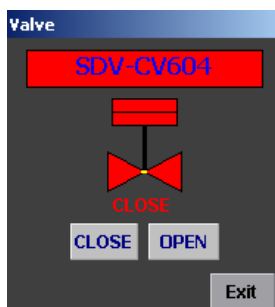


Figura 4.5. Cierre válvula SDV-CV604.

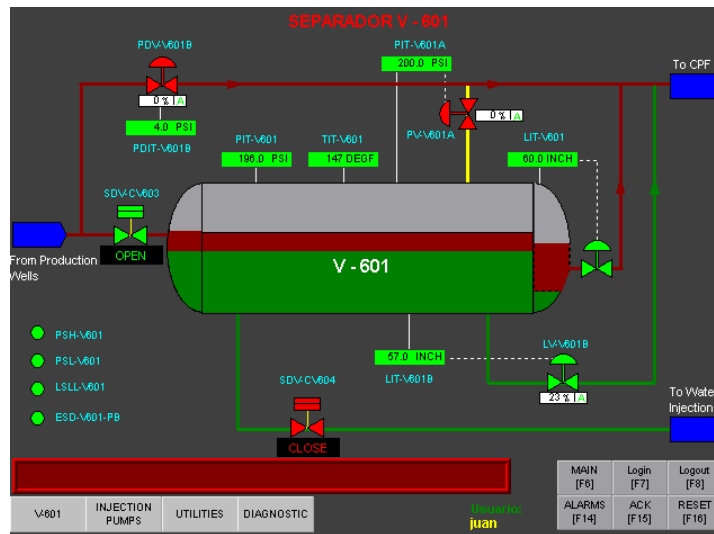


Figura 4.6. HMI Separador V-601.

Para la operación del Separador V-601 como se indica en la Matriz Causa-Efecto se debe considerar:

- Válvulas de Shutdown SDV-CV603 y SDV-CV604 deben permanecer abiertas.
- Presión del separador a 215 PSI, medido por el PIT-V601.
- Temperatura del separador a 200 °F, medido por el TIT-V601.
- Nivel óptimo de agua debe ser de 48" a 60", y colocando un setpoint de 57".

Para el funcionamiento del separador V-601 se cuenta con las siguientes protecciones:

Válvulas de Shutdown: SDV-CV603, SDV-CV604, las mismas que se cerraran por:

- Muy bajo nivel del tanque V-601 controlado por LIT-V601B a un setpoint LL = 44". Sí en algún caso fallara este instrumento, se cuenta con el switch de nivel LSKL-V601 el cual se encuentra con un set point de 40".

- Muy alta presión controlada por el PIT-V601A a un setpoint HH=280 PSI. Si en algún caso fallara este instrumento, se cuenta con el switch de presión PSH-V601 que está a 285 PSI.
- Baja presión del separador dada por el PSL-V601 que está a 60 PSI.
- Sistema de emergencia ESD-V601-PB, el cual a más de cerrar las válvulas también apaga las bombas booster y de inyección.

Válvulas de control:

4.3.1.2. Válvula PDV-V601B

Permite realizar el bypass de todo el flujo que llega al separador V-601 dirigiéndolo hacia la Estación Central.

Cuando exista una diferencia mayor en la línea de ingreso al separador a 6 PSI, obtenida por PDIT-V601B, la válvula PDV-V601B empezará a ser controlada (apertura) para mantener la presión en el setpoint = 6 PSI. Para acceder al controlador se muestra en la Figura 4.7.

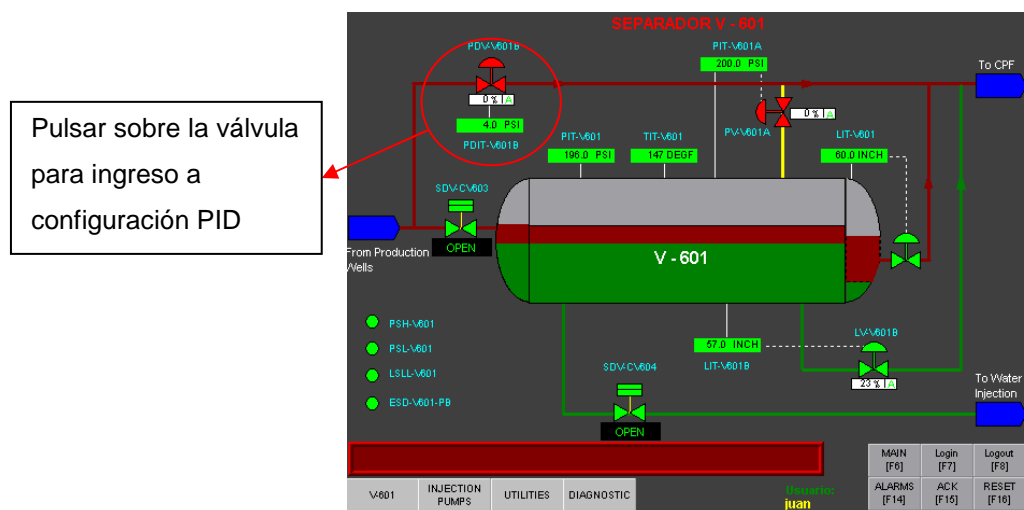


Figura 4.7. Válvula PDV-V601B.

Luego de pulsar sobre la válvula se despliega la siguiente pantalla (Figura 4.8), donde se puede cambiar el modo de operación manual o automática, cambiar los

valores de setpoint, cambiar los valores de alarmas, cambiar los valores del PID Kp, Ki y Kd (dichas constantes se los obtuvieron por medio de ensayo y error).

Manual: se puede abrir la válvula sin necesidad del PID.

Auto: se abre la válvula de acuerdo a los cálculos del PID.

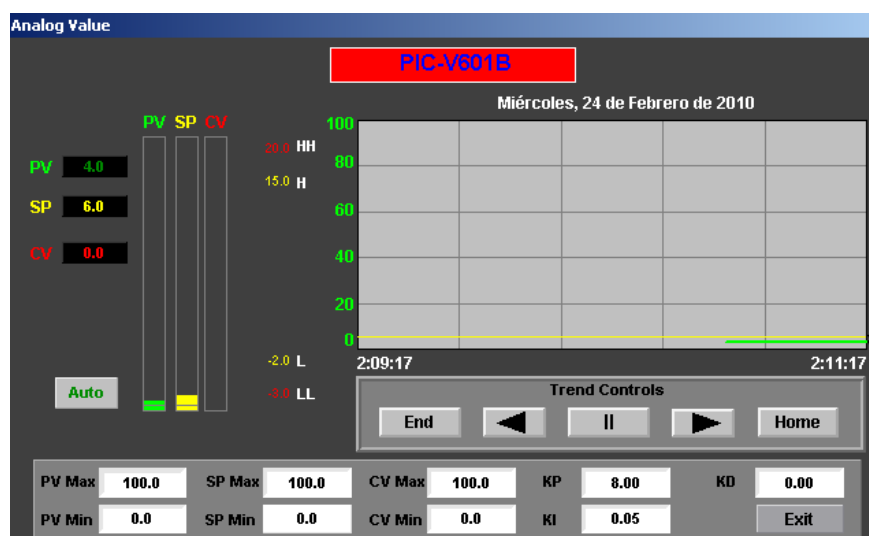


Figura 4.8. Pantalla controlador PIC-V601B.

4.3.1.3. Válvula PV-601A

Permite el paso de gas que sale del separador hacia la línea que va a la Estación Central.

Cuando la presión del separador monitoreada por el PIT-V601A excede los 215 PSI, la válvula PV-V601A empezará a ser controlada (apertura) para mantener la presión en el setpoint = 215 PSI. Para acceder al controlador se muestra en la Figura 4.9.

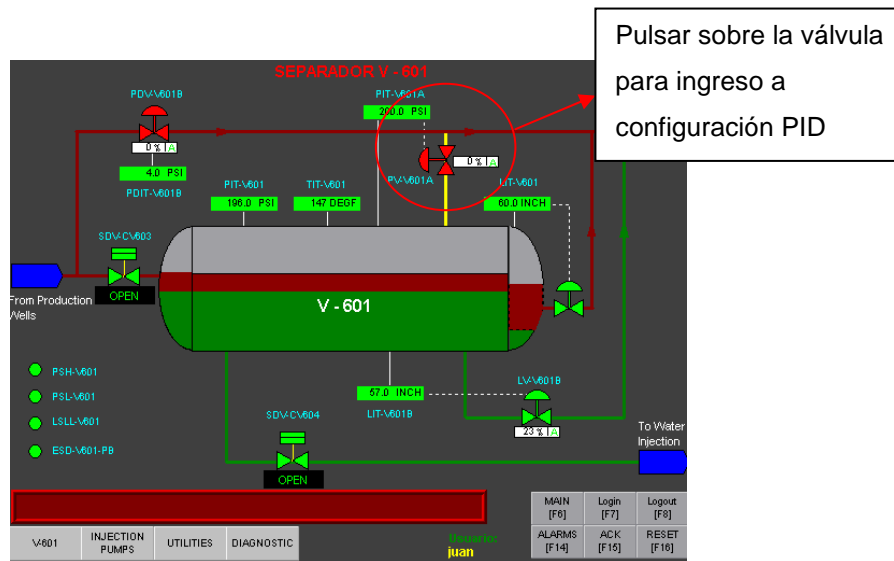


Figura 4.9. Válvula PV-V601A.

Luego de pulsar sobre la válvula se despliega la siguiente pantalla (Figura 4.10), donde se puede cambiar el modo de operación manual o automática, cambiar los valores de setpoint, cambiar los valores de alarmas, cambiar los valores del PID K_p , K_i y K_d (dichas constantes se los obtuvieron por medio de ensayo y error).

Manual: se puede abrir la válvula sin necesidad del PID.

Auto: se abre la válvula de acuerdo a los cálculos del PID.



Figura 4.10. Pantalla controlador PIC-V601A.

4.3.1.4. Válvula LV-601B

Permite el paso de agua excedente en el separador hacia la Estación Central.

El nivel de agua del separador medido por el LIT-V601B al alcanzar el valor de 57” permitirá que la válvula empiece a operar, tratando de mantener el nivel en ese punto. Para acceder al controlador se muestra en la Figura 4.11.

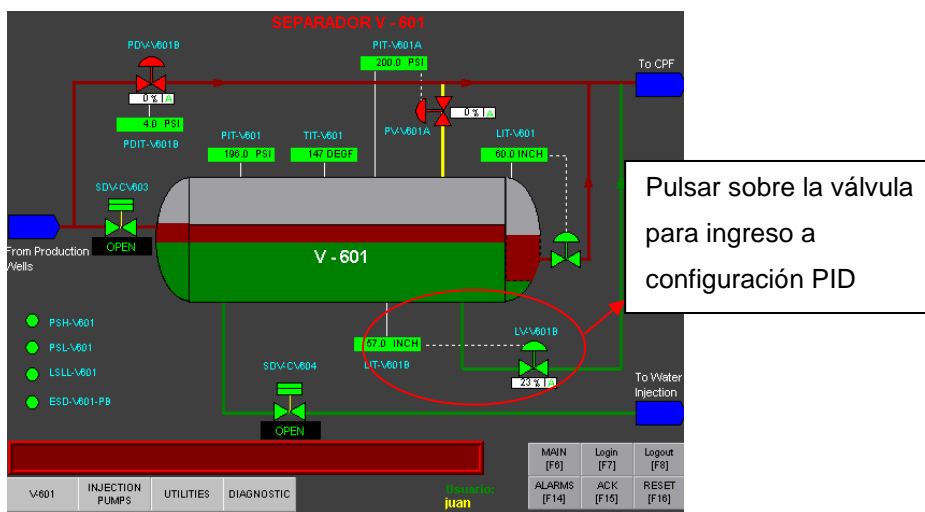


Figura 4.11. Válvula LV-V601B.

Al pulsar sobre la válvula se despliega la siguiente pantalla (Figura 4.12), donde se puede cambiar el modo de operación manual o automática, cambiar los valores de setpoint, cambiar los valores de alarmas, cambiar los valores del PID Kp, Ki y Kd (dichas constantes se los obtuvieron por medio de ensayo y error).

Manual: se puede abrir la válvula sin necesidad del PID.

Auto: se abre la válvula de acuerdo a los cálculos del PID.



Figura 4.12. Pantalla controlador LIC-V601B.

4.3.2. PRUEBAS BOMBAS DE INYECCIÓN

El agua del separador va directamente hacia las bombas booster, con una presión aproximada de 60 PSI, la cual es suficiente para la presión de operación durante la succión de las bombas booster. Para el sistema de bombas de inyección se cuenta con 2 bombas booster P-612 A/B y 2 bombas de inyección P-601 C/D cada una con sus respectivas protecciones, como se puede observar en la Figura 4.13.

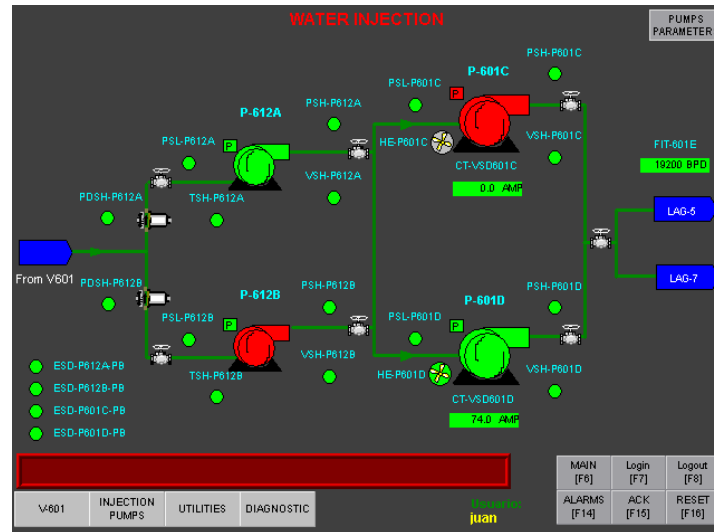


Figura 4.13. Pantalla Bombas Inyección.

4.3.2.1. Bombas Booster P-612A y P-612B

Tienen un arrancador para cada bomba, la operación de esta bomba es completamente manual.

Para el encendido de cada bomba se debe tener habilitado el permiso correspondiente que consta de los sensores de presión (PSH y PSL), temperatura (TSH) y vibración (VSH) respectivos. El apagado de la bomba se lo puede hacer manualmente con el push button de emergencia o en forma automática por cualquier falla que interviene sobre el permiso.

4.3.2.2. Bombas Inyección P-601C y P-601D

Bombas Woodgroup son controladas a través de variadores. Para el encendido del variador es necesario el permiso que otorga el PLC, el mismo que depende de los siguientes parámetros en la lógica del PLC:

- Debe estar encendida una de las bombas booster P-612A ó P-612B.
- Heater Exchange HE-P601C debe estar encendido.
- Switch de presión durante la succión y descarga en estado normal.
- Switch de vibración en estado normal.

- Los Transmisores de Temperatura actúan sobre el permisivo de la siguiente manera:

Descripción	SP Alarma	SP Shutdown
Salida de la Bomba	190	210
Acople de la Bomba	190	210
Casing	190	210
Motor Acople	190	210
Motor Libre	190	210
Bobinado A	320	338
Bobinado B	320	338
Bobinado C	320	338

Tabla 4.1. Distribución de entradas y salidas del PLC.

4.3.3. ALARMAS

Las alarmas del sistema de inyección de agua son de tipo visual y sonora a través de la luz estroboscopia y de la sirena las cuales son activadas cuando las variables del proceso se encuentran fuera del rango normal de operación; en el Panel View también se generan alarmas visuales mediante el cambio de color para las diferentes señales digitales y analógicas.

Para comprobar el correcto funcionamiento de las alarmas se generaron voluntariamente situaciones en las cuales las variables de proceso no se encuentran en un rango normal.

4.3.3.1. Generación y Reconocimiento de Alarmas Digitales

Las señales digitales están en color verde en estado normal y cambian a rojo cuando la señal presenta una falla, este color indica que la señal está alarmada, cuando la indicación está titilando significa que la alarma no ha sido reconocida, al ser reconocida mediante el botón de ACK, deja de titilar quedando el color rojo en la señal digital, hasta que la falla desaparezca y sea reiniciado el sistema de alarmas mediante el botón de RESET.

La Figura 4.14 muestra cuando una señal digital está alarmada y ha sido reconocida, el sistema de alarmas ha sido reiniciado, pero la falla todavía sigue presente.

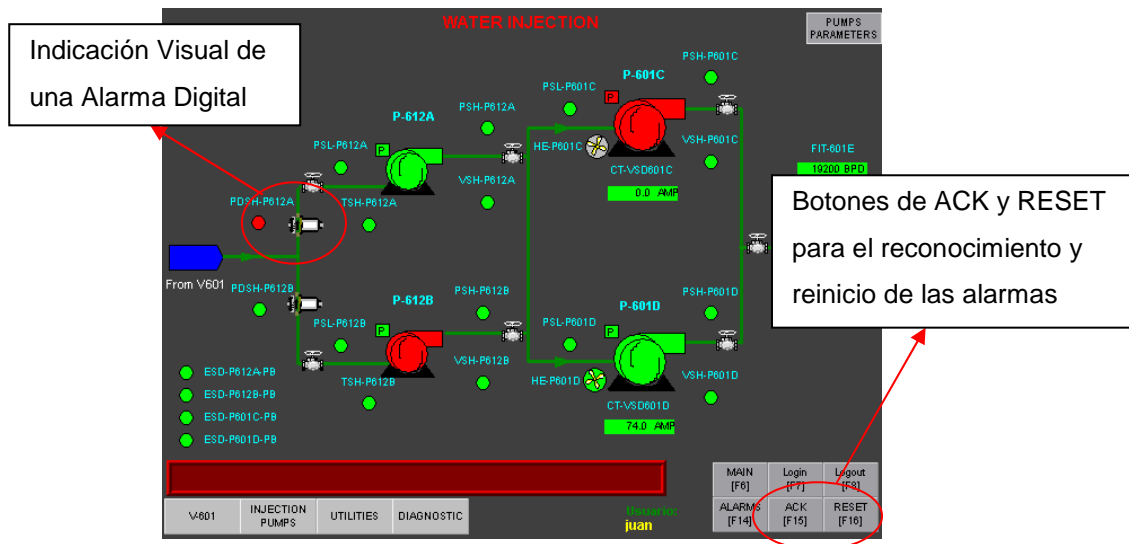


Figura 4.14. Señal Digital en Alarma.

4.3.3.2. Generación y Reconocimiento de Alarmas Analógicas

Las señales analógicas están en color verde en estado normal y cambian de color dependiendo del tipo de alarma de la siguiente manera alarma de bajo bajo (LL) color rojo, bajo (L) color amarillo, alto (H) color amarillo y alto alto (HH) color rojo, de la misma forma que las señales digitales la indicación de la alarma indistintamente del color esta titilando significa que la alarma no ha sido reconocida, al reconocer las alarmas mediante el botón de ACK éstas dejan de titilar y queda el color de acuerdo al tipo de alarma en estado permanente hasta que el fallo desaparezca y el sistema de alarmas se reinicie mediante el botón de RESET.

La Figura 4.15 muestra cuando una señal analógica está alarmada y ha sido reconocida, el sistema de alarmas ha sido reiniciado, pero la falla todavía sigue presente.

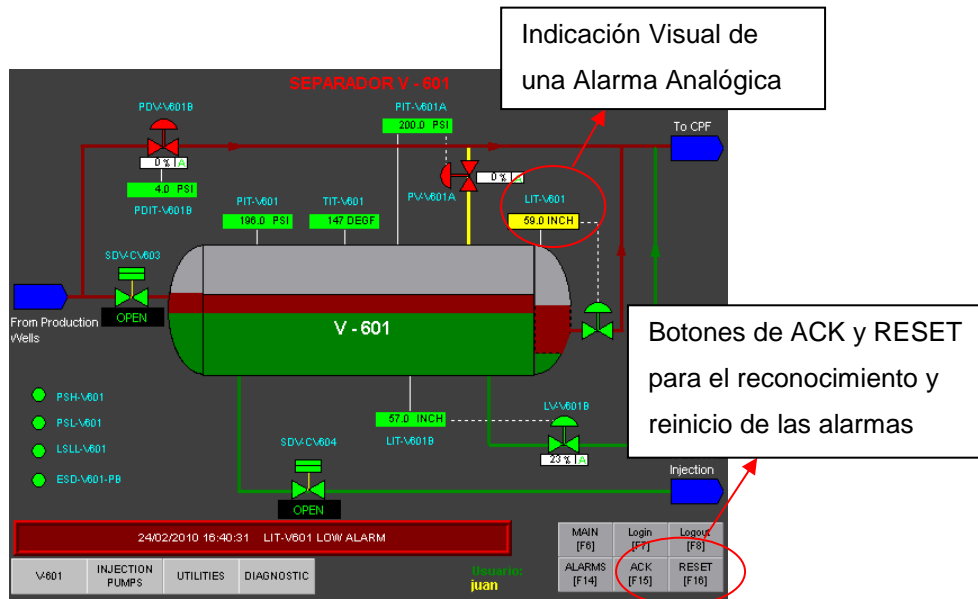


Figura 4.15. Señal Analógica en Alarma.

4.3.3.3. Pantalla de los Históricos de Alarmas

Las Pantalla de Históricos de alarmas presenta un resumen en el tiempo de cómo se fueron presentando las alarmas tanto digitales como analógicas, esta pantalla se presenta de forma automática en el momento que aparece una alarma, y de esa forma saber el instante en que ésta sucedió, se debe reconocer y reiniciar todas las alarmas antes de seguir con la operación normal del sistema. Este histórico solo puede ser borrado por el supervisor.

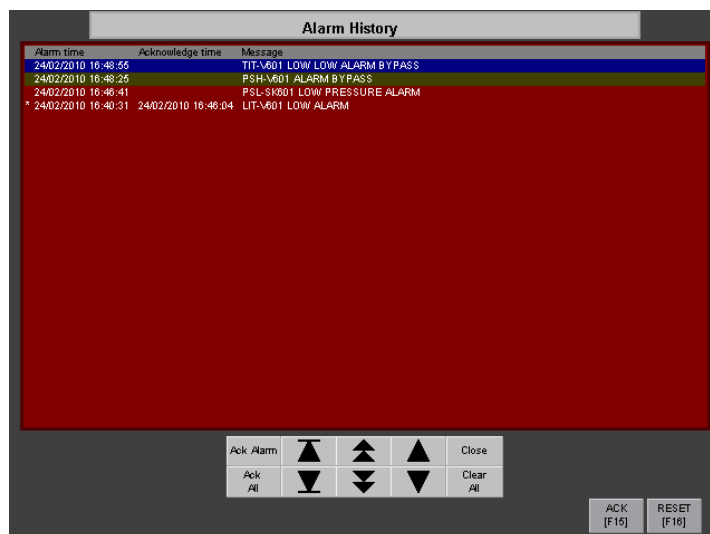


Figura 4.16. Pantalla de Históricos.

4.3.4. BYPASS

Para poder bypasear señales digitales como analógicas es necesario ingresar o logearse como supervisor.

4.3.4.1. Bypass Señales Digitales

Para bypasear se tomará como ejemplo una señal digital, Ejm ESD-P612A-PB de la Figura 4.17.

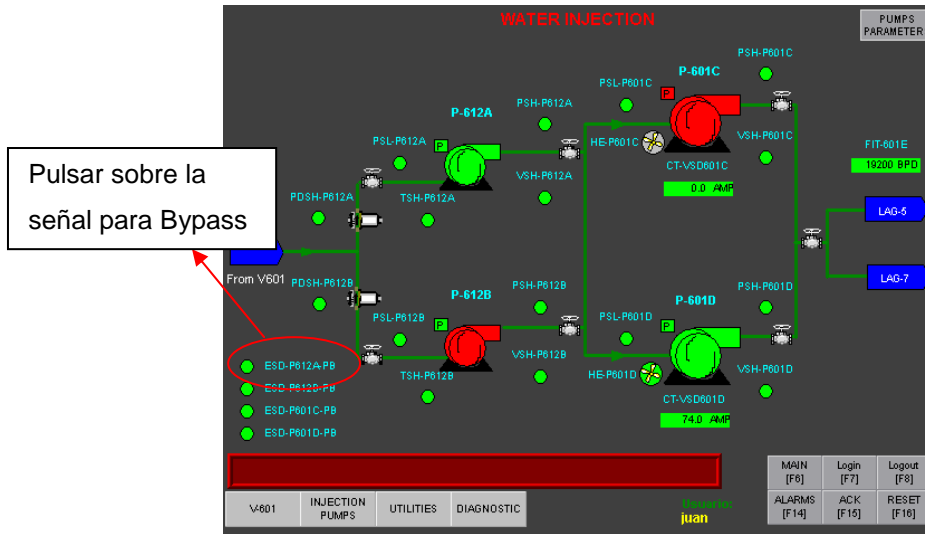


Figura 4.17. Señal Digital para Bypass.

Pulsar sobre dicha señal y aparecerá una pantalla como la Figura 4.18:

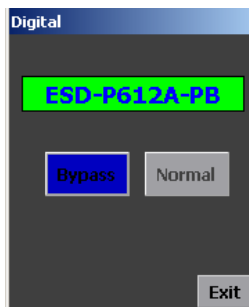


Figura 4.18. Pop up ESD-P612A-PB.

Presionar el botón de **Bypass** para bypasear la señal respectiva y pasar por alto cualquier acción de control producida por una alarma, la pantalla resultará así:

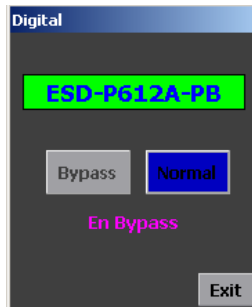


Figura 4.19. Pop up ESD-P612A-PB en Bypass.

Para quitar el bypass presionar el botón **Normal** en la cual retornará a la operación normal del instrumento y de la alarma asociada al mismo.

4.3.4.2. Bypass Señales Analógicas

Para bypassear se tomará como ejemplo una señal analógica, Ej. TIT-V601 de la Figura 4.20.

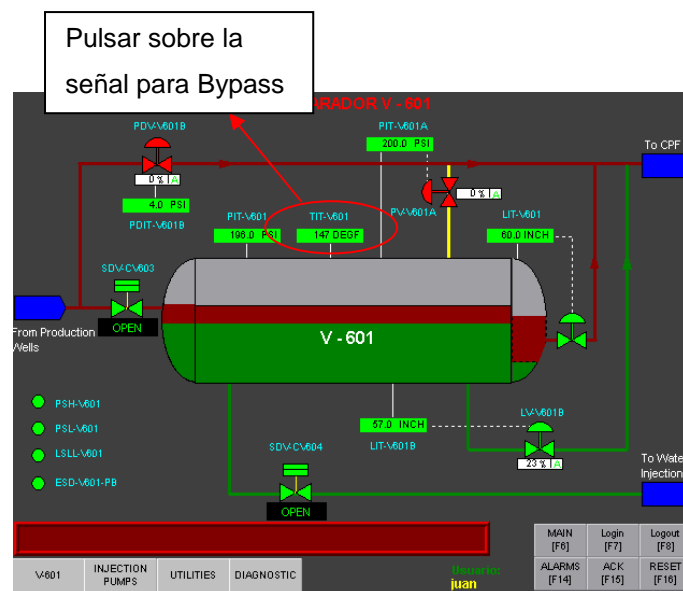


Figura 4.20. Señal Analógica para Bypass.

Pulsar sobre dicha señal y aparecerá una pantalla como la Figura 4.21:



Figura 4.21. Pop up TIT-V601.

Se presiona el botón de **Bypass** para bypassear la señal respectiva y pasar por alto cualquier acción de control producida por una alarma, la pantalla resultará así:

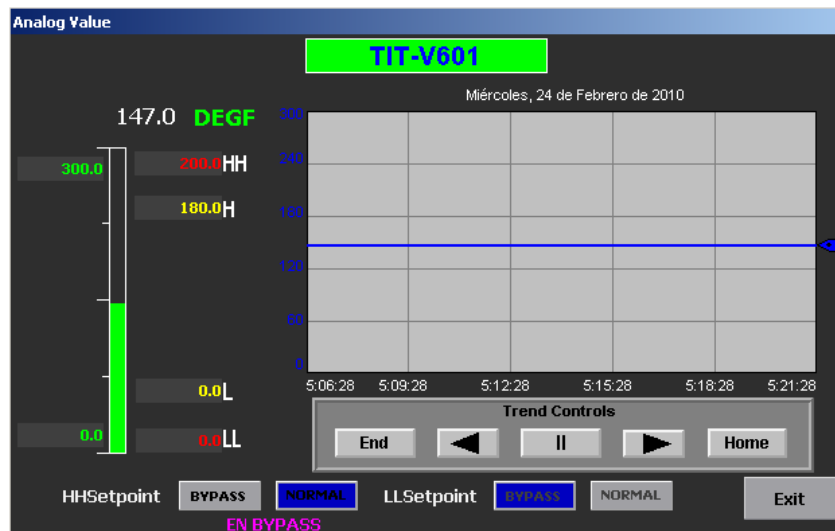


Figura 4.22. Pop up TIT-V601 en Bypass.

Para quitar el bypass se presiona el botón **Normal** en la cual retornará a la operación normal del instrumento y de la alarma asociada al mismo.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Una vez finalizado el presente proyecto se llegan a las siguientes conclusiones y recomendaciones:

5.1. CONCLUSIONES

El proyecto analizado y desarrollado en el presente trabajo cumple con los objetivos planteados inicialmente que son, el diseño e implementación del sistema de control para la reinyección de agua.

Los resultados obtenidos luego de realizar pruebas al sistema de Reinyección de Agua fueron positivos. Todas las funciones implementadas trabajan del modo que se esperaba.

El conjunto HMI y pantallas desarrolladas en FactoryTalk View ME, permite que cualquier usuario fácilmente se desplace entre ellas ya que es un interfaz sencillo de comprender y utilizar.

El nivel de acceso que se define para un determinado usuario, es un método efectivo para garantizar que personas no autorizadas manipulen ciertas partes del proceso.

Para armar el sistema de control para la reinyección de agua se deben tener varias consideraciones, aplicación de normas que ayudan a elegir equipos diseñados para trabajar en ambientes de trabajo hostiles.

Los PLC poseen una amplia gama de módulos que permiten simplificar las operaciones de adquisición de datos y comunicaciones dentro de varios tipos de redes industriales.

Las aguas de formación que se extraen junto al petróleo crudo merecen consideraciones especiales pues ellas pueden ser un agente potencialmente más contaminante que el propio petróleo.

5.2. RECOMENDACIONES

Se recomienda investigar, recopilar, organizar y programar visitas al lugar de trabajo para así tener presente las ubicaciones de los tableros y las normas que sean aplicables en el diseño.

Se recomienda adicionar equipos para el tratamiento al agua, evitando que el agua utilizada para la reinyección contenga un alto contenido de sales minerales y la contaminación de los acuíferos presentes en los yacimientos.

Se recomienda dar un mantenimiento y calibración a los instrumentos, mejorando la calidad de las lecturas de las variables del proceso y aumentando la vida útil de los mismos.

Tener precaución que las puertas del tablero estén completamente cerradas evitando así que la humedad afecte a los equipos instalados en su interior.

Utilizar el equipo de protección personal (casco, botas, gafas), cumpliendo con las normas de seguridad física que establece la Estación Petrolera.

Los operadores deben tener un entrenamiento para el conocimiento de las alarmas y como se debe actuar cuando se activa una de ellas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

El Petróleo, Fundamentos teóricos básicos, 2007,

<http://industria-petrolera.blogspot.com/2007/11/el-petroleo.html>

La química del petróleo,

<http://www.monografias.com/trabajos82/quimica-del-petroleo/quimica-del-petroleo.shtml>

Petróleo y petroquímica, 2008,

<http://www.monografias.com/trabajos5/petpe/petpe.shtml>

Recuperación asistida del petróleo, 2005,

<http://www.textoscientificos.com/petroleo/recuperacion>

PARIS DE FERRER Magdalena, “Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos”, Ediciones Astro Data S.A., Caracas –Venezuela, Segunda edición, Noviembre 2001.

Creus Solé, Antonio, “Instrumentación Industrial”, Alfa Omega, México, Quinta Edición, 1995.

1756 ControlLogix I/O Modules,

<http://www.ab.com/en/epub/catalogs/12762/2181376/2416247/360807/2284181/index.html>

PanelView 1000 Grayscale & Color Terminals,

<http://www.ab.com/en/epub/catalogs/12762/2181376/1239781/1670480/1681260/ab7.html>

405FX Industrial Ethernet Switch,

http://www.n-tron.com/pdf/405fx_datasheet.pdf

Power Supply, SFL Series,

<http://www.solahd.com/products/powersupplies/sfl.htm>

Hoffman, Packaging solutions for electrical and electronic equipment industrial environments,

http://www.hoffmanonline.com/product_catalog/product_detail.aspx?cat_1=1&cat_2=34&cat_3=163596&catid=163596&itemid=3064#

<http://www2.emersonprocess.com>

Okonite, Electrical Wire and Cable Manufacturers,

<http://www.okonite.com>

TMCX TERMINATOR, Cable Fitting,

<http://www.crousehinds.com/CrouseHinds/InstallationDocs/IF%201184%20Revision%202.pdf>

CREUS, S.; Instrumentación Industrial, 7ma Edición. Marcombo, España, 2005.

NORMATIVA ANSI/ISA-5.1, Instrumentation Symbols and Identification, 1984.

ISA, Simbología de instrumentación, ISA 5.1

ISA, Simbología de diagrama de lazo, ISA 5.4.

Rockwell Automation, Power, control and information solutions and services that help solve manufacturing problems

<http://www.rockwellautomation.com>

An Introduction to the ControlNet Network,

http://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/um/9220-um051_-en-p.pdf

RSNetWorx

<http://www.rockwellautomation.com/rockwellsoftware/design/rsnetworkx/>

FactoryTalk View,

<http://www.rockwellautomation.com/rockwellsoftware/performance/view/viewme.html>

PACHECO Raúl; ROMERO Paulo. "Implementación del sistema de control para la reinyección de agua de formación en la Estación Bermejo". Escuela Politécnica Nacional. Ecuador. Quito. 2007.

ANEXOS