



**ESPE**

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS  
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA**

**DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA,  
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN  
DEL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRÓNICO,  
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL**

**TEMA: AUTOMATIZACIÓN DEL SISTEMA DE  
PROTECCIONES PARA LA BOMBA HORIZONTAL DE  
SUPERFICIE DE INYECCIÓN DE AGUA-PAYAMINO 10,  
PETROAMAZONAS EP.**

**AUTOR: RIVERA VEGA, KARLA ESTEFANÍA**

**DIRECTOR: ING. GORDILLO, RODOLFO**

**SANGOLQUÍ**

**2015**

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE****INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA, AUTOMATIZACIÓN  
Y CONTROL****CERTIFICADO**

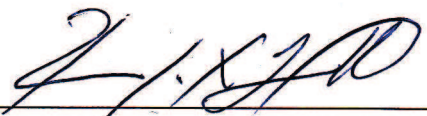
Ing. Rodolfo Gordillo

**CERTIFICA**

Que el trabajo titulado “AUTOMATIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES PARA LA BOMBA HORIZONTAL DE SUPERFICIE DE INYECCIÓN DE AGUA-PAYAMINO 10, PETROAMAZONAS EP”, realizado por Karla Estefanía Rivera Vega, ha sido guiado y revisado periódicamente y cumple normas estatutarias establecidas, en el Reglamento de Estudiantes de la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE.

Debido a que se trata de un trabajo de investigación recomiendan su publicación. El mencionado trabajo consta de un documento empastado y un disco compacto el cual contiene los archivos en formato portátil de Acrobat (pdf). Autorizan la Srta. Karla Estefanía Rivera Vega que entregan al Ingeniero Luis Orozco Brito Msc. en su calidad de Director de la carrera.

Sangolquí, Julio del 2015



Ing. Rodolfo Gordillo

DIRECTOR

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE**

**INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA, AUTOMATIZACIÓN  
Y CONTROL**

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Yo, Karla Estefanía Rivera Vega

**DECLARO QUE:**

El proyecto de investigación “**AUTOMATIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES PARA LA BOMBA HORIZONTAL DE SUPERFICIE DE INYECCIÓN DE AGUA-PAYAMINO 10, PETROAMAZONAS EP**”, ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que constan al pie, de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

Consecuentemente este trabajo es de mi autoría.

En virtud de esta declaración, nos responsabilizamos del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de investigación en mención.

Sangolquí, Julio del 2015



---

Karla Estefanía Rivera Vega

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE**


**INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA, AUTOMATIZACIÓN  
Y CONTROL**

**AUTORIZACIÓN**

Yo, Karla Estefanía Rivera Vega

Autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE la publicación, en la biblioteca virtual de la Institución del trabajo **“AUTOMATIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES PARA LA BOMBA HORIZONTAL DE SUPERFICIE DE INYECCIÓN DE AGUA-PAYAMINO 10, PETROAMAZONAS EP”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y autoría.

Sangolquí, Julio del 2015

  
Karla Estefanía Rivera Vega

## DEDICATORIA

Como no dedicar este triunfo a ti creador de mi vida, mi soporte, mi luz, mi esperanza; porque creer en ti y llevar tu bendición me ha permitido culminar esta etapa de mi vida, mi amado Dios.

Este triunfo es fruto del esfuerzo y la perseverancia que han tenido, ustedes mi razón de vivir, mis padres Fernando y Rocío, es grato para mi poder dedicar mi alegría a ustedes.

Como olvidarme de esos seres maravillosos ejemplo de vida, que han sido para mí este triunfo también forma parte de sus logros hermanitos míos.

Definitivamente esta etapa de mi vida no la hubiese logrado sin que su luz brille, sean la razón de mi felicidad y la fuerza en cada despertar sobrinitas mías, les dedico a ustedes también, princesitas.

KARLA RIVERA VEGA

## AGRADECIMIENTO

Gracias a ti mi Dios amado y a mi madre suprema mi Virgencita, por rodearme de personas que han sido ángeles en la tierra para mí.

Gracias papito hermoso porque después de tanto tiempo tu trabajo, tu esfuerzo y tu perseverancia se ven reflejados, gracias por ser mi amigo y la persona que hizo de mi alguien luchadora.

Gracias mamita amada porque me has enseñado que la fe en Dios, es lo más importante y que ella será mi soporte, te agradezco por todas tus enseñanzas por todo tu amor y dedicación para hacer de mí una persona de bien.

A ti mi hermanito y segundo padre Jimmy, gracias por todos tus consejos, por escucharme y por ser un buen ejemplo de hermano, luchador y emprendedor.

A mis hermanitas lindas Pame y Sofy, gracias por cada abrazo, por cada muestra de amor y por la paciencia que me han tenido.

A ti Andy Rivera ñañito precioso, gracias por darme el regalo más genial de mi vida, mi sol e hijita tuya, en ella reflejo todo el inmenso amor que te tengo.

A mis cuñad@s que hacen de mis hermanos unas personas felices, es la mayor alegría que me pueden brindar.

A mis familiares: mis abuelitos, mis tí@s y al millón de prim@s que tengo, sin duda y sin el apoyo de mi hermosa familia esto no hubiese sido posible.

A los ángeles que ahora tengo en el cielo a mis abuelitas y mi negrita preciosa, la pérdida de ustedes ha sido una dura prueba en mi vida y una enseñanza muy grata de que las personas buenas viven por siempre.

Extiendo mi agradecimiento a la empresa PETROAMAZONAS EP, la cual me ha abierto las puertas para permitirme culminar mi formación profesional, recibíendome con los brazos abiertos, actualmente puedo decir que amo lo que hago. Gracias a cada persona que conforma este grupo maravilloso de trabajo establecido en el Bloque 07; pero en especial al área más unida, fuerte y de una excelente calidad humana MANTENIMIENTO, gracias a sus líderes en especial al Ing. Julio Montenegro por confiar en mí.

Como olvidarme de mi ESPE querida gracias porque en tus aulas obtuve conocimientos y me enseñaste también a enfrentarme a la vida.

Quiero brindarle un sincero agradecimiento a mi director de proyecto el Ing. Rodolfo Gordillo que con su paciencia, su cariño y amistad ha guiado mis pasos a lo largo de mi formación.

No me puedo olvidar de ustedes mi locura completa, mis amigos, mis compinches, mis cómplices, gracias por toda su gran gran paciencia, por las locuras vividas, por brindarme su mano y por ser mi soporte, gracias Edi y Edgar por brindarme su ayuda y gracias al resto de gorditos: José Luis, Stalin, Rubén, Daniel, Alex, Oscar Daniel, Vini, Omar y David.

KARLA RIVERA VEGA

## ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICADO .....	ii
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD .....	iii
AUTORIZACIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTO .....	vi
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	viii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS .....	xiii
RESUMEN.....	xiv
ABSTRACT .....	xv
CAPÍTULO I.....	1
Introducción .....	1
1.1. Antecedentes .....	2
1.2. Justificación e Importancia.....	3
1.3. Alcance del Proyecto .....	4
1.4. Objetivos .....	5
1.4.1. General .....	5
1.4.2. Específicos .....	5
CAPÍTULO II .....	6
Marco Teórico.....	6
2.1. Inyección de agua en yacimientos.....	6
2.2. Componentes del sistema de inyección de agua.....	8
2.2.1. Generación Energética .....	9
2.2.2. Controlador de Velocidad Variable .....	10



2.3.	Sistema de Protecciones .....	11
2.3.1.	Protección de presión .....	12
2.3.2.	Protección de vibración.....	13
2.4.	Automatización y protecciones .....	13
2.5.	Sistema Eléctrico .....	14
2.6.	Normas Aplicadas .....	17
2.6.1.	ANSI API 610.....	17
2.6.2.	ISA S5.....	17
2.6.3.	ISO 10438 / API 614.....	17
2.6.4.	ISO14001 .....	17
2.6.5.	OHSAS 18001.....	18
CAPÍTULO III.....		19
Dimensionamiento de sistemas de protecciones .....		19
3.1.	Parámetros de funcionamiento .....	19
3.2.	Elementos a implementar .....	19
3.2.1.	Instrumentación.....	19
3.2.1.1.	Succión de la bomba.....	21
3.2.1.2.	Descarga de la bomba.....	23
3.2.1.3.	Vibración de la bomba .....	24
3.2.2.	Controlador Lógico Programable.....	26
3.2.3.	<i>Panel View</i> .....	28
3.3.	Diseño de Interfaz .....	29
3.4.	Diagramas.....	30
3.4.1.	Diagramas P&ID .....	31
3.4.2.	Flujo de la programación .....	33
CAPÍTULO IV.....		39

Implementación y pruebas de funcionamiento .....	39
4.1. Implementación del sistema .....	39
4.2. Automatización del sistema.....	46
4.3. Pruebas de funcionamiento del Sistema .....	49
4.3.1. Transmisores de presión.....	52
4.3.2. Indicadores de presión.....	56
4.3.3. Interruptores de presión.....	57
4.3.4. Protección de vibración.....	59
4.3.5. Sistema de protecciones .....	59
CAPÍTULO V .....	61
Conclusiones y Recomendaciones .....	61
5.1. Conclusiones .....	61
5.2. Recomendaciones .....	62
GLOSARIO .....	63
BIBLIOGRAFÍA .....	65
ANEXOS .....	68
ANEXO A INTERRUPTOR DE PRESIÓN .....	68
ANEXO B INTERRUPTOR DE PRESIÓN .....	70
ANEXO C TRANSMISOR DE PRESIÓN .....	72
ANEXO D INTERRUPTOR DE VIBRACIÓN.....	74
ANEXO E TRANSMISOR DE VIBRACIÓN .....	76
ANEXO F CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE .....	78
ANEXO G PANEL VIEW.....	79

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Fases en la industria petrolera .....	2
Figura 2: Bloques Petroamazonas EP .....	3
Figura 3: Componentes del sistema de la bomba HPS .....	8
Figura 4: Grupo Electrónico 3406.....	9
Figura 5: Diagrama de Bloques Conversor AC/DC.....	10
Figura 6: Componentes del sistema de inyección de agua.....	10
Figura 7: Componentes del sistema de protecciones .....	11
Figura 8: Tipos de Presión .....	12
Figura 9: Pirámide de Automatización .....	14
Figura 10: Diagrama Eléctrico de control.....	15
Figura 11: Diagrama Esquemático series 4000.....	16
Figura 12: Disposición de módulos del PLC .....	28
Figura 13: Pantalla Display y Modulo lógico <i>PanelView Plus 700</i> .....	29
Figura 14: Diagrama P&ID .....	32
Figura 15: Diagrama de Flujo <i>MainRoutine</i> .....	33
Figura 16: Línea de salto de subrutina .....	33
Figura 17: Diagrama de Flujo <i>InputCopying</i> .....	34
Figura 18: Lectura de entrada digital .....	34
Figura 19: Lectura entrada analógica.....	34
Figura 20: Diagrama de Flujo <i>AckResetFirstOut</i> .....	35
Figura 21: Tratamiento de Señal Analógica .....	36
Figura 22: Diagrama de Flujo <i>WaterPump</i> .....	36
Figura 23: Diagrama de Flujo CausaEfecto .....	36
Figura 24: Diagrama de Flujo <i>Run_Hours</i> .....	37
Figura 25: Línea de salida tipo relé.....	37
Figura 26: Diagrama de Flujo <i>OutCopying</i> .....	38
Figura 27: Sistema de Inyección de Agua PYM H .....	39
Figura 28: Pantalla de Controlador EMCP4 .....	40
Figura 29: Pantalla del Variador en sitio del Motor Eléctrico. ....	41

Figura 30: Variador en sitio del Motor Eléctrico de la bomba (MEP).....	41
Figura 31: Sistema de protecciones en la descarga.....	43
Figura 32: Sistema de protecciones en la descarga.....	43
Figura 33: Sistema de protecciones en la succión.....	44
Figura 34: Sistema de protecciones en la succión.....	44
Figura 35: Sistema de protecciones para vibración.....	45
Figura 36: Implementación del Controlador Lógico Programable. ....	46
Figura 37: Matriz Causa - Efecto .....	48
Figura 38: Puerto de comunicación implementado.....	49
Figura 39: <i>PanelView</i> Plus 700 implementado .....	49
Figura 40: Calibrador de procesos Fluke .....	50
Figura 41: Bomba de mano para calibración Enerpac .....	51
Figura 42: Módulo de Presión Fluke 500 PSI.....	51
Figura 43: Módulo de Presión Fluke 5000 PSI.....	52
Figura 44: Calibración de Transmisor de presión.....	53
Figura 45: Calibración de Transmisor de presión PIT_201A, linealidad .....	54
Figura 46: Funcionamiento del transmisor de presión PIT_201A.....	54
Figura 47: Calibración de Transmisor de presión PIT_201B, linealidad.....	55
Figura 48: Funcionamiento del Transmisor de presión PIT_201B.....	56
Figura 49: Funcionamiento del sistema HMI.....	60
Figura 50: Alarmas del sistema de protecciones HMI.....	60

**ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1: Tipos de Inyección de Agua .....	7
Tabla 2: Nomenclatura P&ID del Sistema de Protecciones.....	21
Tabla 3: Instrumentos del Sistema de Protecciones.....	25
Tabla 4: Características PLC 1768-L43 .....	26
Tabla 5: Indicadores GEDIS .....	29
Tabla 6: Accesorios para conexión hidráulica .....	42
Tabla 7: Accesorios para Sistema Eléctrico.....	45
Tabla 8: Ubicación de Señales de Salida del Tablero de Control.....	46
Tabla 9: Ubicación de Señales de Entrada del Tablero de Control.....	47
Tabla 10: Prueba de funcionamiento PIT_201A.....	54
Tabla 11: Prueba de funcionamiento PIT_201B.....	55
Tabla 12: Prueba de funcionamiento PI_201A .....	57
Tabla 13: Prueba de funcionamiento PI_201B .....	57
Tabla 14: Prueba de funcionamiento PSL_201A.....	58
Tabla 15: Prueba de funcionamiento PSL_201B.....	59
Tabla 16: Prueba de funcionamiento PSH_201B.....	59

## **RESUMEN**

El presente proyecto ha sido desarrollado para automatizar un sistema de protecciones para la bomba horizontal de superficie de inyección de agua-Payamino 10, Petroamazonas EP. El proyecto inicia con la investigación de la inyección de agua, sus beneficios e importancia para la industria petrolera y los componentes del sistema de inyección. Se realiza el levantamiento de información de campo, como los rangos de operación de la bomba y el sistema de protecciones a ser implementados según estándares. El diseño y dimensionamiento del sistema de protecciones, el mismo cuenta con instrumentos inteligentes, un Controlador Lógico Programable (PLC) y una interfaz hombre máquina para el operador. En el proyecto se presentan los procedimientos a seguir para la verificación y pruebas de funcionamiento del sistema de protecciones. El sistema de protecciones implementado permite alargar la vida útil del equipo, salvaguardar vidas humanas y contribuir a la conservación del medio ambiente, permitiendo aportar de esta manera a las certificaciones ISO 14001 y OHSAS 18001 que la empresa posee.

### **PALABRAS CLAVE:**

**PLC**

**INTERFAZ**

**INSTRUMENTOS**

**ISO**

**OHSAS**

## **ABSTRACT**

This project has been developed to automate a system of protection for horizontal surface pump water injection-Payamino 10 Petroamazonas EP. The research project starts with the injection of water, its benefits and importance to the oil industry and the components of the injection system. Gathering information field is made, as ranges of operation of the pump and protection system to be implemented according to standards. The design and dimensioning of the protection system, it has intelligent instruments, a Programmable Logic Controller (PLC) and human machine interface for the operator. In the project the procedures for verification and performance testing system protections are presented. The protection system implemented can extend the life of equipment, safeguard human lives and contribute to environmental conservation, thus allowing to provide ISO 14001 and OHSAS 18001 certifications that the company owns.

### **KEY WORDS:**

**PLC**

**INTERFACE**

**INSTRUMENTS**

**ISO**

**OHSAS**

# **AUTOMATIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES PARA LA BOMBA HORIZONTAL DE SUPERFICIE DE INYECCIÓN DE AGUA-PAYAMINO 10, PETROAMAZONAS EP**

## **CAPÍTULO I**

### **Introducción**

En la industria petrolera existen tres fases desde su exploración y producción conocida como la fase upstream, pasando por la fase midstream que se refiere al transporte y almacenamiento de crudo y sus derivados; finalizando con el downstream que es la refinación y comercialización de los productos derivados del crudo, como se muestran en la Figura 1.

La fase upstream como se menciona consiste en la exploración, que empieza con la toma de muestras del suelo en busca de rocas sedimentarias para poder obtener una carta geológica que indica la posibilidad de existencia de petróleo, luego se realiza la exploración sísmica que consiste en producir temblores por explosiones o cañoneo con aire comprimido; estos temblores producen vibraciones que son receptadas por geófonos los cuales ayudan a tener una radiografía del suelo, de esta manera se define la posibilidad de existencia de petróleo.

El upstream tiene además como fase la producción que no es más que la extracción de crudo y gas, mediante la perforación de pozos según la exploración realizada previamente.

El midstream consiste en el transporte y almacenamiento de crudo y sus derivados, se encuentra formado por los oleoductos, tanques y poliductos a nivel nacional.



La fase de downstream que principalmente constituye la refinación y comercialización del petróleo. La refinación que convierte al crudo en otros combustibles como gasolina y diesel para los usuarios. La comercialización es la venta del crudo ecuatoriano al mercado internacional. (PETROECUADOR, 2013)

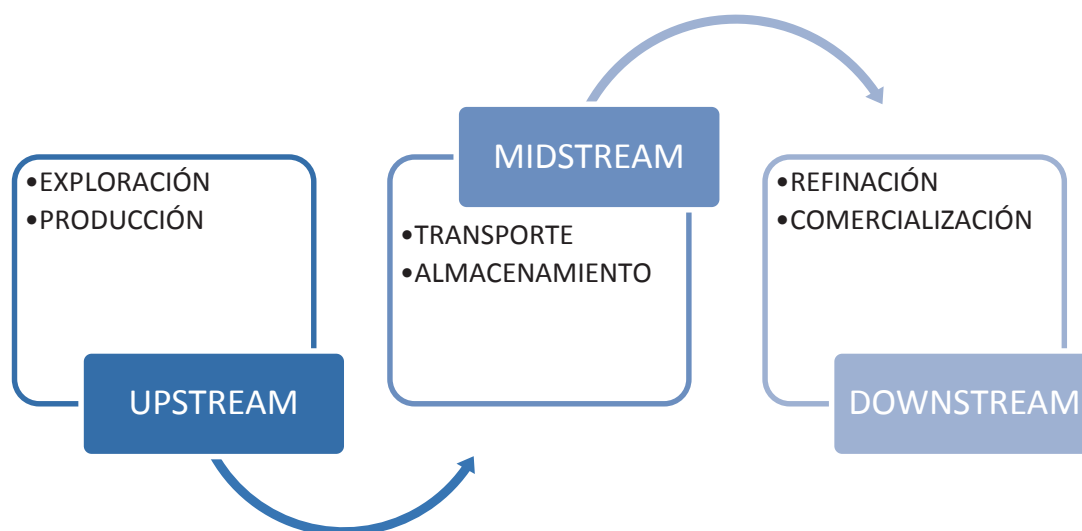


Figura 1: Fases en la industria petrolera

### 1.1. Antecedentes

Según las previsiones macroeconómicas que el Banco Central del Ecuador cita, la extracción de petróleo, gas y actividades de servicio relacionadas; representa una de las principales actividades de influencia al producto interno bruto del país. (Ministerio Coordinador de Política Económica, 2014)

Del proceso de extracción de petróleo se obtiene una mezcla de crudo, agua y gas que es separada conforme a los procesos de producción. El agua obtenida de la purificación de la mezcla contiene altos niveles de salinidad, metales pesados e hidrocarburos, representando un potencial peligro para el medio ambiente. (Tamayo, Estudio para la Modernización y Optimización de las Facilidades de Superficie en el Sistema de Reinyección de Agua de Formación del Campo Yuralpa (Bloque 21) de Petroamazonas EP, 2012). El agua de la mezcla es bombeada hacia pozos inyectoros

obteniendo producción secundaria o extracción por flujo artificial, la cual mantiene la presión del yacimiento que se ha perdido con el tiempo, la recuperación del pozo y su producción. (Escobar)

El pozo inyector Payamino 10, se encuentra ubicado en la provincia de Orellana en la parte norte del bloque 07 operado por la empresa estatal Petroamazonas EP, Figura 2.



Figura 2: Bloques Petroamazonas EP

Fuente: (Petroamazonas, 2014)

## 1.2. Justificación e Importancia

En la locación Payamino la inyección de agua se realiza mediante bombas de superficie. Estas bombas son uno de los activos fijos de mayor importancia para la empresa debido a que influyen directamente a la producción de pozos.

Los elementos que conforman el sistema de protección de la bomba se encuentran desactualizados y obsoletos, este sistema ha sido implementado mediante relés de contacto seco. Petroamazonas EP, en su búsqueda de mejora del proceso

desea automatizar este sistema mediante nueva instrumentación con el empleo de controladores y una interface amigable para el operador de campo.

Al actualizar la tecnología empleada para la protección de la bomba REDA HPS ubicada en la locación Payamino 10, se mejorará el funcionamiento y el tiempo de vida útil del activo, sobre todo se aportará para el cumplimiento de las certificaciones ISO14001 y OHSAS18001 que PAM EP posee en el bloque 7 Payamino.

Las certificaciones ISO 14001 y OHSAS 18001 cuyos objetivos son mejorar el Sistema de Gestión Ambiental y la Gestión de Seguridad y Salud en el trabajo respectivamente.

### **1.3. Alcance del Proyecto**

En el presente proyecto se realizará la automatización de un sistema de protecciones para una bomba HPS REDA usada para la inyección de agua de los pozos petroleros ubicados en el Bloque 07 Payamino.

El sistema de protecciones contará con instrumentos inteligentes como transmisores y *switches* (interruptores) de presión, tanto para la línea de succión de la bomba como para su descarga, transmisor e *interruptor* de vibración. Estos dispositivos entregarán al PLC la información necesaria para precautelar el desempeño de la bomba. Adicionalmente se contará con una Interface Hombre Máquina diseñada según la guía GEDIS (Ponsa & Granollers, Diseño y Automatización Industrial) amigable para el operador permitiéndole obtener un control del funcionamiento de la bomba.

Se obtendrá el requerimiento energético del sistema de bombeo horizontal, incluyendo el motor y variador.

Se realizarán los diagramas P&ID de la instrumentación implementada en campo como los diagramas del sistema eléctrico, diagramas del PLC y su matriz Causa – Efecto.

Una vez implementado el sistema se procederá con las pruebas de funcionamiento y los planes de mantenimiento requeridos por la herramienta de gestión de mantenimiento MAXIMO OIL & GAS.

## **1.4. Objetivos**

### **1.4.1. General**

Automatizar el sistema de protecciones para la bomba REDA HPS de inyección de agua Payamino 10 Petroamazonas EP.

### **1.4.2. Específicos**

- ✓ Determinar los parámetros de funcionamiento de la bomba HPS de inyección de agua para el dimensionamiento de los instrumentos.
- ✓ Diseñar la Interface Hombre – Máquina para la operación y supervisión de la bomba basada en la guía GEDIS.
- ✓ Implementar el sistema de protecciones y la automatización del mismo.
- ✓ Elaborar los diagramas eléctricos, de control, potencia y P&ID necesarios para la documentación de la implementación.

## CAPÍTULO II

### Marco Teórico

#### 2.1. Inyección de agua en yacimientos

El método de inyección de agua para la producción secundaria fue descubierto de manera accidental en Estados Unidos en 1865, creyendo al inicio que esta técnica contribuía principalmente a mantener la presión del yacimiento. Años más tarde se demostró que la inyección de agua aumentaba la producción, convirtiéndola hoy en día en uno de los principales métodos de recuperación del petróleo, este método permite obtener más de la mitad de la producción mundial. (Paris de Ferrer, 2001)

En la primera fase de la industria petrolera conocida como upstream cuya función es la producción de petróleo, existen dos formas de extracción del mismo, por flujo natural o por flujo artificial. La extracción por flujo natural se logra cuando la presión del fluido es adecuada en el yacimiento y se tiene una salida natural del petróleo conocida como producción primaria. La extracción por flujo artificial se logra mediante la inyección de agua, inyección de gas o aire, por bombeo mecánico, bombeo hidráulico o bombeo centrífugo. (PETROECUADOR, 2013)

Para la recuperación o producción secundaria de los yacimientos se debe realizar una ingeniería planificada, seleccionando un pozo inyector, se debe conocer la composición del agua y sus efectos, como la conductividad que genera el agua, el pH del agua, los gases disueltos, las variables físicas, sus propiedades físicas y químicas y la calidad del agua.

Al realizar una ingeniería planificada se analiza las propiedades del pozo para conocer las condiciones y comportamiento durante la inyección, de esta manera se establece los parámetros adecuados para una inyección óptima. Para casos de inyección de agua tratada se realiza un análisis de presión. Es importante además considerar que el agua que se inyecta al yacimiento cuenta con un sistema de

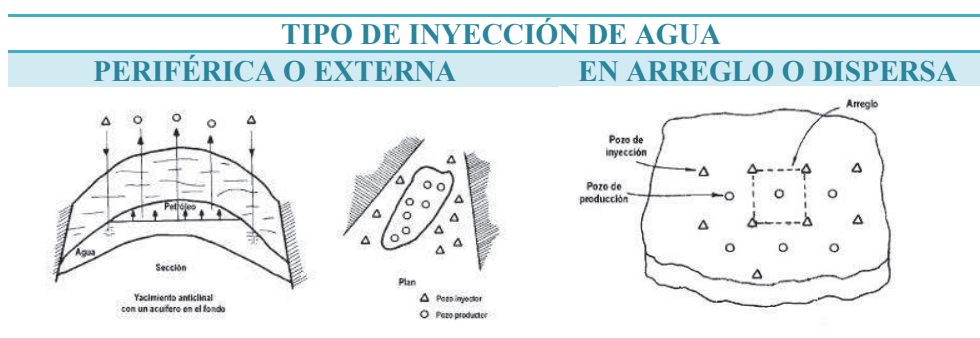
tratamiento ya sea cerrado o semi-abierto, por lo cual es necesario conocer los volúmenes de agua con los que se trabaja. Para obtener una adecuada composición del agua se emplean químicos para su tratamiento cuyos objetivos son disminuir los sólidos suspendidos, el oxígeno disuelto y los microorganismos. Esto se logra a través de procesos como el desbaste, desarenado, clarificación, filtración, eliminación de gases disueltos, tratamiento bacteriológico y anticorrosivo. (Izquierdo, Vélez, Game, & Gallegos)

Cuando se inicia con el proceso de inyección del agua tratada pueden presentarse problemas de incompatibilidad con el agua de formación o connata, como el taponamiento del pozo, insolubilidad, hinchamiento de las arcillas y aumentos de presión. Se realizan pruebas de Fall Off Test (FOT) o prueba de caída, que se emplea para calcular la presión promedio del yacimiento, evita disminuir la permeabilidad efectiva. (Izquierdo, Vélez, Game, & Gallegos)

Existen dos tipos de inyección según la posición de los pozos inyectoros y productores como se indica en la Tabla 1, la inyección periférica o externa y la inyección en arreglo o dispersa. En la inyección periférica se inyecta el agua fuera de la zona de petróleo, puede emplearse pozos productores antiguos para la inyección donde el espaciamiento de los pozos es muy grande. La inyección en arreglo es contraria, es decir se inyecta agua dentro de la zona de petróleo mediante varios pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico. (Paris de Ferrer, 2001)

**Tabla 1:**

**Tipos de Inyección de Agua**



Fuente: (Paris de Ferrer, 2001)

## 2.2. Componentes del sistema de inyección de agua

Uno de los componentes del sistema de agua de inyección es el sistema de tratamiento, junto a los sistemas de inyección de químicos como por ejemplo biosidas, clarificantes, anti escalas, etc.

El agua debidamente tratada pasa a un sistema de reinyección de agua que consta principalmente de una bomba horizontal de superficie HPS que posee los siguientes componentes representados en la Figura 3:

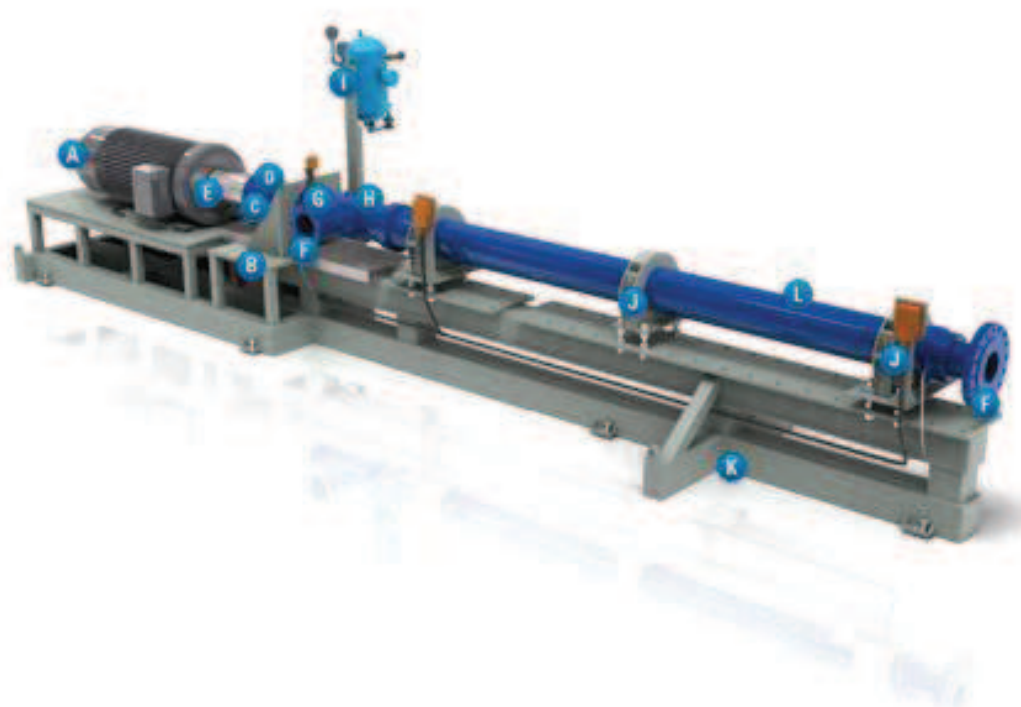


Figura 3: Componentes del sistema de la bomba HPS

Fuente: (Schlumberger)

- A. Motor
- B. Lengüetas de ajuste del Motor
- C. Conjuntos de cojinetes G3
- D. Cámara de empuje
- E. Espaciador
- F. Brida de descarga y brida de succión
- G. Sello de extracción

- H. Sello mecánico
- I. Sistema de contención de presión API
- J. Abrazaderas ajustables de la bomba
- K. G3 patín pesado
- L. Bomba

### 2.2.1. Generación Energética

Debido a que el pozo inyector Payamino 10 se encuentra fuera de un área centralizada de producción, requiere un proveedor de energía eléctrica para esto se emplea un grupo electrógeno a Diesel (generador) marca Caterpillar modelo 3406 como se observa en la Figura 4.



Figura 4: Grupo Electrónico 3406

Fuente: (Caterpillar, 2015)

El grupo electrógeno presenta como ventajas un bajo consumo de combustible Diesel, entrega un voltaje de 220 a 480 Voltios con una frecuencia de 50 o 60 Hz, a una velocidad de 1500 o 1800 revoluciones por minuto. El motor es de 4 tiempos es decir Admisión, Compresión, Expansión y Escape, enfriado mediante agua. Cuenta



con un panel de control EMCP4 que garantiza la operación del grupo electrógeno. (Caterpillar, 2015)

### 2.2.2. Controlador de Velocidad Variable

Para la variación de velocidad del motor eléctrico de 250 HP, acoplado a la bomba de reinyección de agua HPS se emplea un inversor de voltaje alterno a voltaje continuo variable mediante el uso de un rectificador SCR (Rectificador Controlado por Silicio), capacitores para la etapa de filtrado e IGBT's (Insulated Gate Bipolar Transistor) para la inversión de la energía, se representa en la Figura 5.

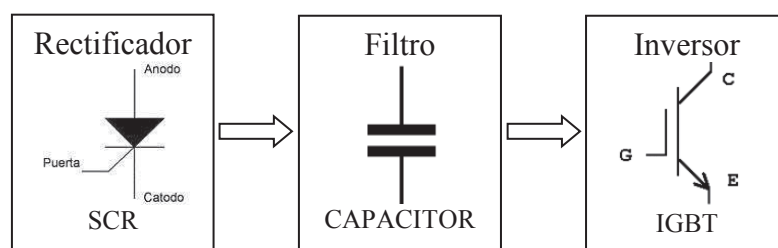


Figura 5: Diagrama de Bloques Conversor AC/DC

Este controlador conocido también como variador posee protocolo de comunicación ModBus que permite comunicarse con un sistema SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) a través de RS-232. (Baker Hughes, 2004)

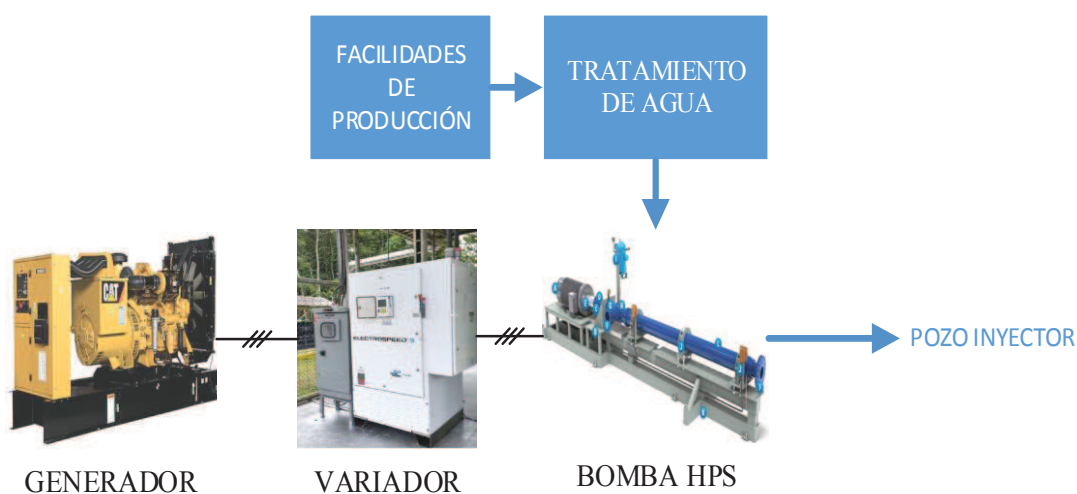


Figura 6: Componentes del sistema de inyección de agua

La Figura 6 representa a los componentes del sistema de inyección de agua sin el sistema de protecciones para la bomba.

### 2.3. Sistema de Protecciones

Un sistema es un conjunto ordenado de elementos que interactúan entre sí, el sistema de protecciones está formado por instrumentos inteligentes que envían las señales a un PLC, este sistema permite asegurar el correcto funcionamiento de la bomba del pozo inyector.

Según la norma ANSI/API 610, de bombas centrífugas para petróleo, petroquímica e industria de gas natural, la instrumentación utilizada son los medidores de presión, temperatura y vibración. (ANSI & API, Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries, 2010)

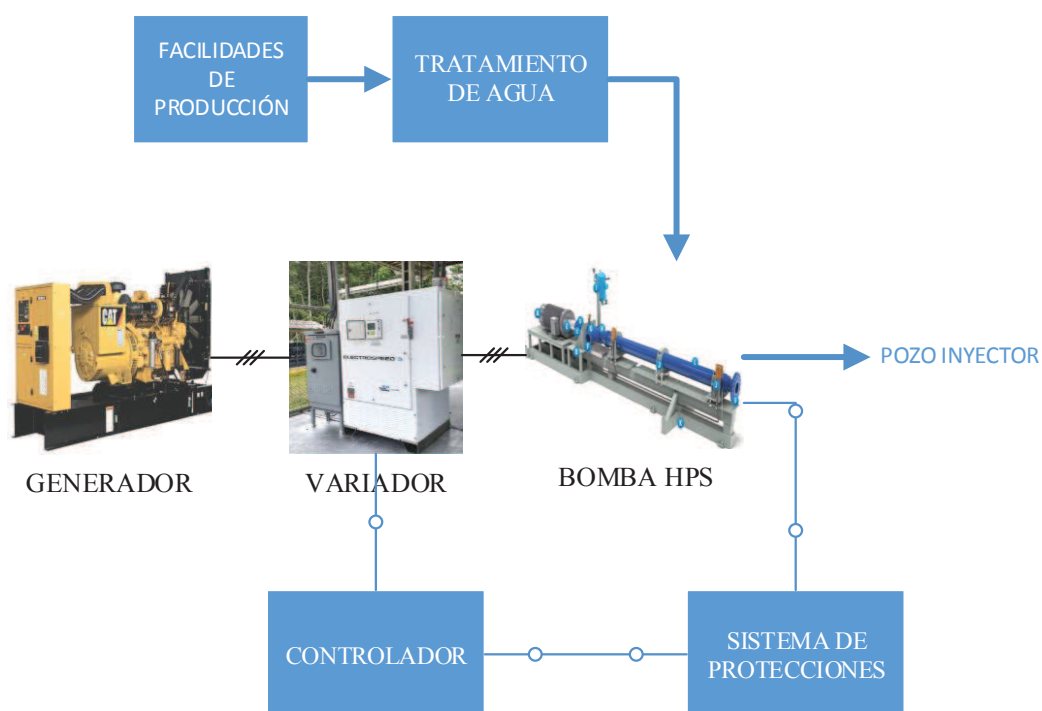


Figura 7: Componentes del sistema de protecciones

La Figura 7 representa gráficamente al sistema de inyección de agua junto al sistema de protecciones.

Las variables del proceso a ser monitoreadas son la presión en la succión y descarga de la bomba, y la vibración que se genera en el proceso de inyección de agua.

### 2.3.1. Protección de presión

La presión es la fuerza normal que actúa de manera distribuida y uniforme sobre una superficie. Existen varios tipos de presión como la presión absoluta, atmosférica, diferencial y relativa, estos tipos de presiones se diferencian por su punto de referencia a presión cero como se indica en la Figura 8.

- ✓ La presión absoluta es la presión medida con relación al cero absoluto.
- ✓ La presión atmosférica es la presión ejercida por la atmosfera terrestre.
- ✓ La presión diferencial es la diferencia de presiones existente entre dos puntos.
- ✓ La presión relativa es la diferencia entre la presión absoluta y presión atmosférica del lugar donde se efectúa la medición.

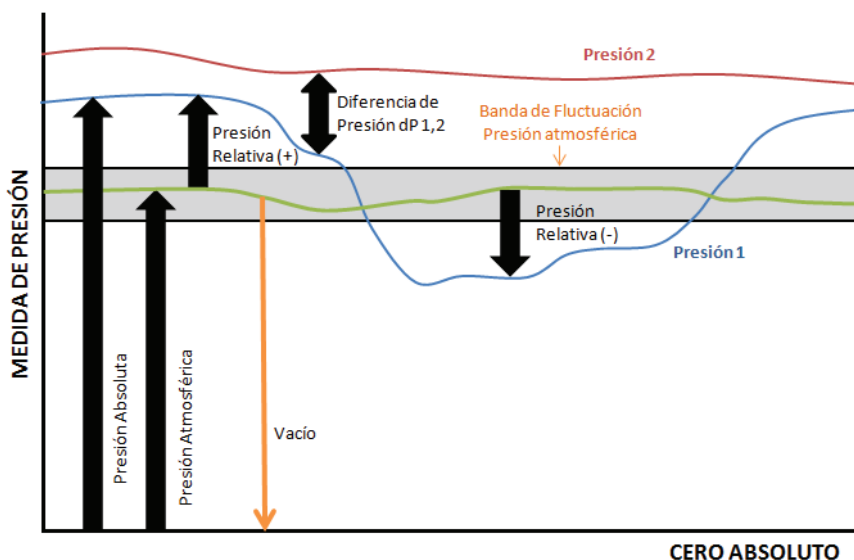


Figura 8: Tipos de Presión

Los sensores de presión pueden tener dos tipos de principios de medición mecánico y eléctrico. El principio mecánico de medición emplea la deformación por fuerza; los elementos mecánicos empleados comúnmente son el Tubo Bourdon, diafragma y fuelle. El principio eléctrico convierte la deformación a una propiedad electrónica mediante un transductor que para la mayoría de casos es una variación de resistencia que permite cambiar el rango de corriente de 4 a 20 miliamperios. Existen elementos electrónicos como los resistivos, magnéticos, capacitivos, extensiométrico y piezoelectrónicos.

### **2.3.2. Protección de vibración**

La vibración es el movimiento repetitivo de una magnitud pequeña que produce propagación de ondas elásticas, el movimiento que realiza el cuerpo sobre sus ejes X, Y y Z. Los sensores de vibración se basan en los acelerómetros o sensores de velocidad.

Un acelerómetro es un dispositivo que puede detectar fuerza estática o dinámica. El acelerómetro se compone por pequeñas placas capacitivas, algunas capas son fijas y otras se encuentran unidas mediante resortes, de esta manera la capacitancia entre las placas varía determinando la vibración.

### **2.4. Automatización y protecciones**

El objetivo de automatizar un sistema o proceso es aumentar la confiabilidad y eficiencia del proceso. La confiabilidad se mide por el periodo de tiempo que transcurre entre dos funcionamientos fuera de régimen normal es decir el tiempo en que se presenta una falla y la respuesta ante la misma. La eficiencia tiene por objetivo asegurar un adecuado y óptimo funcionamiento del equipo o de un proceso total.

Las estrategias de la automatización son: minimizar el número de componentes, el número de fallas y alargar el tiempo de operación del sistema para los mismos

niveles de producción; además obtener flexibilidad del funcionamiento del sistema e incrementar la rentabilidad para el proceso.

La pirámide de Automatización que se indica en la Figura 9 presenta los niveles de los componentes de automatización, estos niveles incrementan de la base hacia la punta. En este proyecto se trabaja sobre los tres primeros niveles con una alternativa de automatización de instrumentos inteligentes.

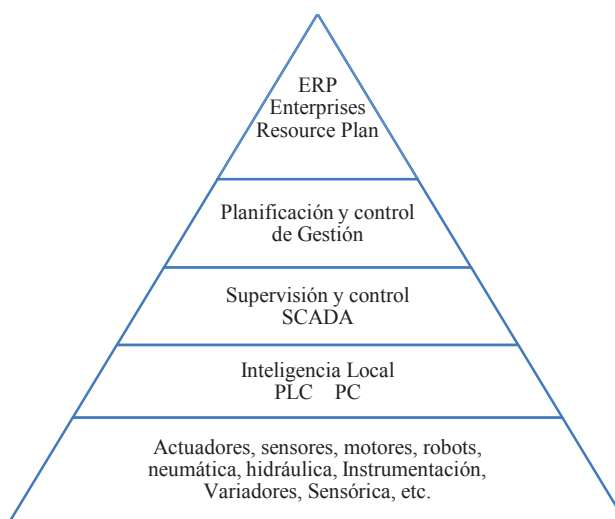


Figura 9: Pirámide de Automatización

## 2.5. Sistema Eléctrico

El motor eléctrico de 2 polos acoplado a la bomba es un motor trifásico de 250 HP's, que opera a frecuencia de hasta 60 Hz, con corriente de 272 Amperios, tensión de 460 Voltios y a velocidad de 3560 RPM.

El diagrama eléctrico del control del motor acoplado a la bomba es una representación gráfica de la conexión del motor trifásico, junto con los esquemas de diagramas de potencia y de mando. El mando se lo realiza a través del variador de Serie 4000, donde se indica el pulsador de arranque y de parada, además se presenta el contacto normalmente cerrado K que envía como salida del PLC como se observa en las Figuras 10 y 11.

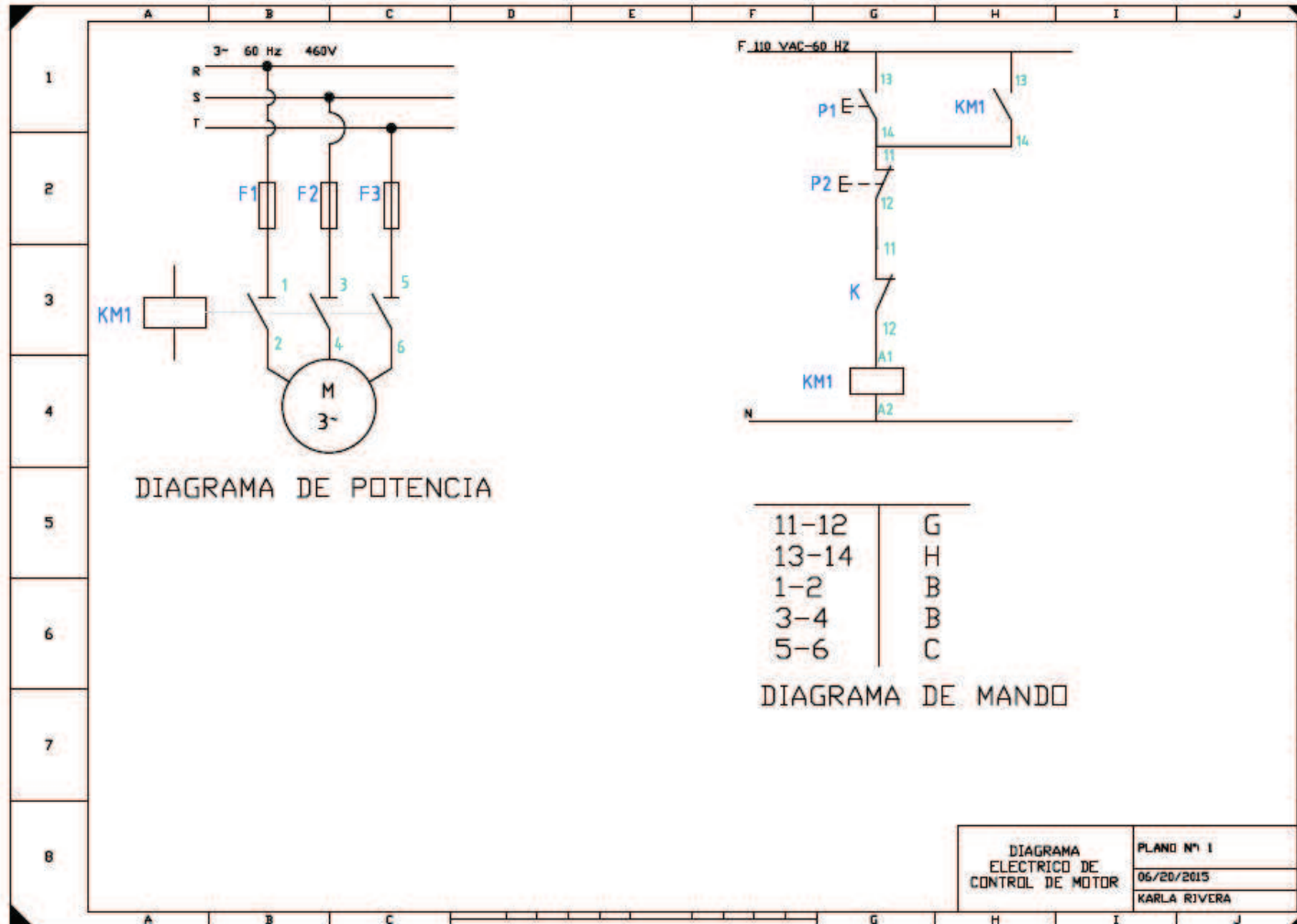
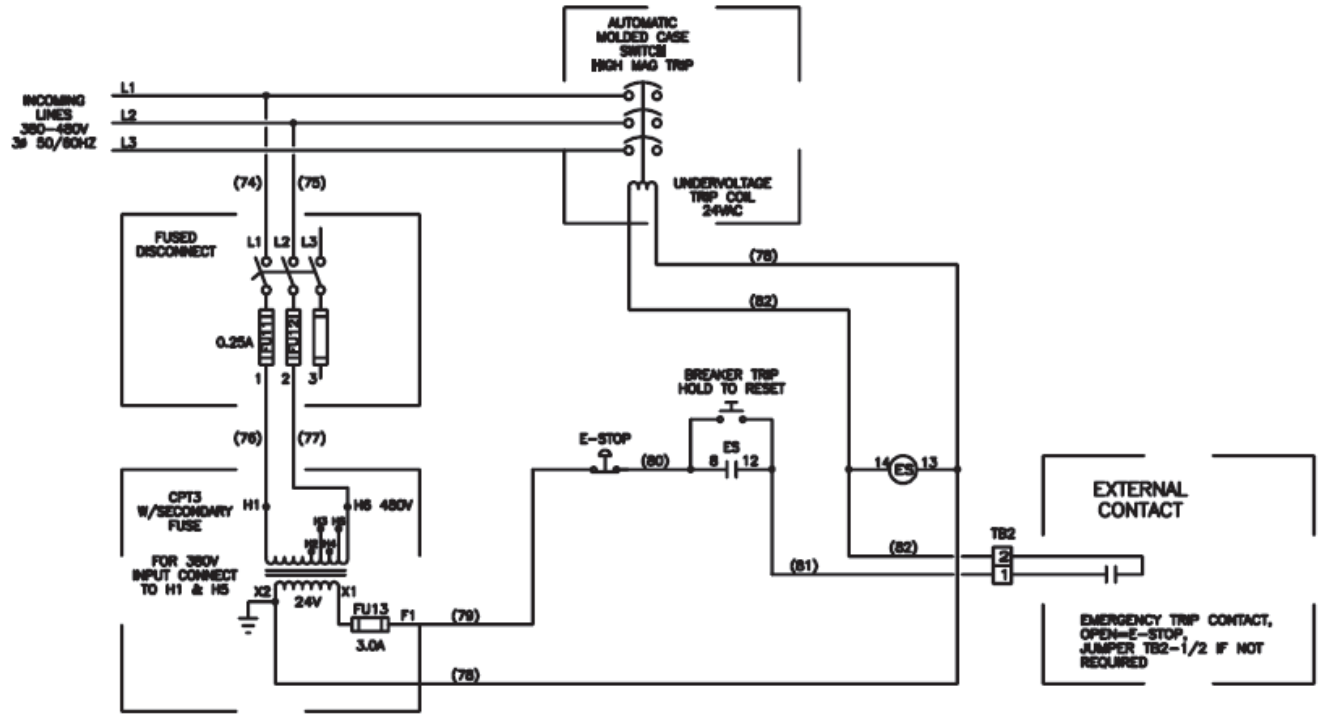


Figura 10: Diagrama Eléctrico de control



CATEGORY 0  
SHUTDOWN  
(OPTIONAL)

Figura 11: Diagrama Esquemático series 4000

Fuente: (Baker Hughes, 2004)

## **2.6. Normas Aplicadas**

En la industria petrolera se encuentran bien establecidas un conjunto de reglas que garantizan la uniformidad de procesos que pueden relacionarse entre sí, conocidas como normas o estándares. Existen organizaciones que establecen normativas, como la American Petroleum Institute (API), American National Standards Institute (ANSI), The International Society of Automation (ISA), entre otras.

A continuación se indican las normas que han sido tomadas en cuenta para la elaboración de este proyecto.

### **2.6.1. ANSI API 610**

Esta norma se refiere a los requerimientos para las bombas centrífugas de industria petrolera, petroquímica y gas natural.

### **2.6.2. ISA S5**

El propósito de esta norma es establecer un medio uniforme de la designación de los instrumentos y sistemas de instrumentación utilizados para la medición y control. Para este fin, un sistema de designación que incluye símbolos y se presenta un código de identificación. (ANSI & ISA, Instrumentation Symbols and Identification, 1992)

### **2.6.3. ISO 10438 / API 614**

El estándar ISO 10438 fue desarrollado a la par de la API 614, en cual habla sobre los sistemas de lubricación, sistemas auxiliares, sistemas de control de aceite entre otros en las industrias de petróleo, petroquímica y gas natural.

### **2.6.4. ISO14001**



Se refiere a los Sistemas de Gestión Ambiental, fue creada para desarrollar un responsable manejo ambiental basándose también en el cumplimiento de la normativa nacional.

#### **2.6.5. OHSAS 18001**

Se refiere a los Sistemas de Gestión de Salud y Seguridad Laboral OHSAS 18001 (*Occupational Health and Safety Management Systems*,) que poseen especificaciones sobre la salud y seguridad en el trabajo.

## CAPÍTULO III

### Dimensionamiento de sistemas de protecciones

#### 3.1. Parámetros de funcionamiento

La operación del pozo inyector Payamino 10, es empleada para la recuperación secundaria de yacimientos petrolíferos pertenecientes a la locación Payamino del bloque 7, inyectando al yacimiento agua a través de una bomba horizontal de superficie HPS con una presión de trabajo promedio a la succión de 60 PSI y a la descarga de 3000 PSI.

Las variables controladas son parámetros que indican la adecuada operación del proceso, para el presente proyecto sus variables son la presión y la vibración.

#### 3.2. Elementos a implementar

La alternativa de automatización para formar el sistema de protecciones de la bomba emplea instrumentos inteligentes.

##### 3.2.1. Instrumentación

Para la elección de los equipos a ser implementados se debe tener en cuenta los siguientes conceptos:

- **Rango (range):** valores de la variable medida comprendidos dentro de los límites de acuerdo a la capacidad de medida del dispositivo.
- **Alcance (span):** diferencia entre los valores superior e inferior del campo de medida.

- **Exactitud (accuracy):** describe la cercanía con la cual el valor medido se aproxima al valor real de la variable.
- **Precisión (precision):** es el grado de repetición de medida de una variable en las mismas condiciones.
- **Sensibilidad (sensitivity):** es la relación del cambio de la variable de salida respecto a un cambio en la variable de medida.
- **Resolución (resolution):** es el cambio más pequeño del valor medido el cual detecta el sensor.

Las ecuaciones que permiten tomar una referencia para la elección de los instrumentos a implementar son:

$$Rango = Lim_{inf} \text{ a } Lim_{sup}$$

$$Lim_{sup} = Valor_{max} + 0.25 * Valor_{max}$$

$$Lim_{inf} = Valor_{min}$$

$$Rangoabilidad = 1: \left( \frac{Lim_{sup}}{Lim_{inf}} \right)$$

Para el sistema de protecciones se identificarán a los instrumentos de medida con la siguiente nomenclatura basada en la norma ISA S5 que establece letras que según el orden representan:

- ✓ Primera letra: Variable medida
- ✓ Segunda letra: Función de lectura pasiva
- ✓ Tercera letra: Función de salida
- ✓ Cuarta Letra: Letra de modificación

Fuente: (ANSI & ISA, Instrumentation Symbols and Identification, 1992)

La tabla a continuación presenta la nomenclatura de los elementos que conforman el sistema de protecciones:

**Tabla 2:**

**Nomenclatura P&ID del Sistema de Protecciones**

NOMENCLATURA DEL SISTEMA		
1	PSL	Pressure Switch Low Interruptor de Baja Presión
2	PSH	Pressure Switch High Interruptor de Alta Presión
3	PI	Pressure Indicate Indicador de presión
4	VS	Vibration Switch Interruptor de Vibración
5	PB	Push Button Botón de Paro de Emergencia
6	PIT	Pressure Indicate Transmit Transmisor Indicador de Presión
7	VT	Vibration Transmit Transmisor de Vibración

Se requiere también un botón de paro de emergencia que se lo identificará con las siglas PB.

### 3.2.1.1. Succión de la bomba

En la succión de la bomba se implementará un interruptor de baja presión PSL\_201A, un transmisor de presión PIT\_201A y un indicador de presión (manómetro) PI\_201A.

#### A. Interruptor de presión

El interruptor de baja presión PSL\_201A para la succión de la bomba elegido presenta las siguientes especificaciones:

- ✓ Marca: Barksdale
- ✓ Modelo: A9675-0-AA
- ✓ Rango: 20 a 200 PSI

- ✓ Límite inferior: 20 PSI
- ✓ Límite superior: 200 PSI
- ✓ Exactitud:  $\pm 2\%$
- ✓ Rangeabilidad: 1:10

El interruptor posee dos contactos normalmente abiertos NO (*Normally Open*) y dos normalmente cerrados NC (*Normally Close*), DMDB contacto conmutado doble cerrado doble abierto.

### **B. Transmisor de presión**

El transmisor de presión PIT\_201A para la succión de la bomba elegido presenta las siguientes especificaciones:

- ✓ Marca: Rosemount
- ✓ Modelo: 3051TG4A2B21AE5M5Q4T1
- ✓ Rango: -14.7 a 1500 PSI
- ✓ Límite inferior: -14.7 PSI
- ✓ Límite superior: 1500 PSI

Este tipo de transmisor presenta comunicación Hart y como elemento de lectura una pantalla LCD.

### **C. Indicador de presión**

El indicador de presión conocido como manómetro PI\_201A para la succión de la bomba elegido presenta las siguientes especificaciones:

- ✓ Marca: ASHCROFT
- ✓ Rango: 0 a 400 PSI
- ✓ Alcance: 400 PSI
- ✓ Intervalos: 50 PSI

- ✓ Medida Menor: 5 PSI
- ✓ Elemento primario: Muelle tubular

### **3.2.1.2. Descarga de la bomba**

En la descarga de la bomba se implementarán dos interruptores de presión, uno para baja presión PSL\_201B y otro para alta presión PSH\_201B, un transmisor de presión PIT\_201B y un indicador de presión (manómetro) PI\_201B.

#### **A. Interruptor de presión**

Los interruptores de presión baja PSL\_201B y de presión alta PSH\_201B para la descarga de la bomba, presentan las siguientes especificaciones:

- ✓ Marca: SOR
- ✓ Modelo: 1B3-E45-N4-C2A-WVTTMMVVYYXX300
- ✓ Rango: 500 a 4000 PSI
- ✓ Límite inferior: 500 PSI
- ✓ Límite superior: 4000 PSI

Debido a que el actuador del instrumento es regulable, se lo emplea para la presión de descarga de la bomba sea de baja o alta. Este modelo de interruptor posee contactos SPDT, es decir tres conexiones: Común C, normalmente abierto NO y normalmente cerrado NC, que permiten que el interruptor se conecte en estos estados.

#### **B. Transmisor de presión**

El transmisor de presión PIT\_201B para la descarga de la bomba elegido presenta las siguientes especificaciones:

- ✓ Marca: Rosemount

- ✓ Modelo: 3051TG4A2B21AB4E5M5Q4S5
- ✓ Rango: -14.7 a 4000 PSI
- ✓ Límite inferior: -14.7 PSI
- ✓ Límite superior: 4000 PSI

La salida del transmisor de este instrumento es una variación de 4 a 20 mA con una señal basada en el Protocolo de comunicación HART, posee un LCD display.

### **C. Indicador de presión**

El indicador de presión PI\_201B para la descarga de la bomba elegido presenta las siguientes especificaciones:

- ✓ Marca: WIKA
- ✓ Unidad de medida: PSI
- ✓ Rango: 0 a 5000 PSI
- ✓ Alcance: 5000 PSI
- ✓ Intervalos: 1000 PSI
- ✓ Medida Menor: 50 PSI
- ✓ Elemento primario: Muelle tubular

#### **3.2.1.3. Vibración de la bomba**

En la bomba se implementará un interruptor de vibración VS\_201B y un transmisor de vibración VT\_201B.

### **A. Interruptor de vibración**

El interruptor de vibración VS\_201B para la bomba elegido presenta las siguientes especificaciones:

- ✓ Marca: Murphy

- ✓ Modelo: VS2

El interruptor de vibración presenta una alta sensibilidad que puede ajustarse según la aplicación, emplean cierre magnético para asegurar el funcionamiento del instrumento. Poseen una lámina de contactos SPDT, contactos de cierre dobles.

### B. Transmisor de vibración

El transmisor de vibración VT\_201B para la bomba seleccionado mide la vibración en IPS y presenta las siguientes especificaciones:

- ✓ Marca: Altronic
- ✓ Modelo: 691205

El transmisor de vibración proporciona una señal analógica de 4 a 20 miliamperios proporcionales a la velocidad de vibración que se genera en la bomba.

A continuación en la Tabla 3 se muestran los instrumentos empleados para el sistema de protecciones.

**Tabla 3:**

#### **Instrumentos del Sistema de Protecciones**

<b>INSTRUMENTOS DEL SISTEMA</b>			
<b>Nº</b>	<b>TAG</b>	<b>UBICACIÓN</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
1	PSL_201A	Succión	Interruptor de Presión Baja
2	PIT_201A	Succión	Transmisor Indicador de Presión
3	PI_201A	Succión	Indicador de Presión
4	PSL_201B	Descarga	Interruptor de Baja Presión
5	PSH_201B	Descarga	Interruptor de Alta Presión
6	PIT_201B	Descarga	Transmisor Indicador de Presión
7	PI_201A	Descarga	Indicador de Presión
8	VS_201B	Unión Motor - Bomba	Interruptor de Vibración
9	VT_201B	Unión Motor - Bomba	Transmisor de Vibración



El PLC y sus módulos correspondientes que forman parte del sistema de protecciones de la bomba.

### 3.2.2. Controlador Lógico Programable

Los PLC's trabajan según una secuencia de instrucciones lógicas ordenadas y programadas en lenguaje tipo escalera, almacenadas en la memoria del controlador.

El controlador implementado es de la gama 1768 CompactLogix modelo L43, creada para aplicaciones medianas y pequeñas con una memoria de usuario de 2 MB, el cual posee incorporado dos módulos de comunicación. La Tabla 4 muestra las características principales que posee el controlador.

**Tabla 4:**

#### Características PLC 1768-L43

CARACTERÍSTICAS DEL CONTROLADOR	
Memoria disponible de usuario	2 MB
Tarjeta de memoria	1784-CF128 (128 MB)
Opciones de Comunicación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• EtherNet/IP</li> <li>• ControlNet</li> <li>• DeviceNet</li> </ul>
Puerto de Comunicación Serial	1 puerto RS-232
Número máximo de módulos 1768	2
Número máximo de módulos 1769 I/O	16
Software para programación	RSLogix 5000 software Version 20 o anteriores

Fuente: (Rockwell, CompactLogix System, 2014)

El controlador está formado por 2 buses, el bus 1768 y 1769. El bus 1768 formado por:

- ✓ Un módulo de comunicación CompactLogix EtherNet/IP  
Modelo: 1768-ENBT

Velocidad de comunicación: 10/100Mbps

Este módulo permite la comunicación hacia el *PanelView*

- ✓ Un módulo de interface CompactLogix ControlNet

Modelo: 1768-CNBR

Velocidad de comunicación: 10/100Mbps

- ✓ El controlador 1768-L43

Modelo: 1768-L43

Y el bus 1769 que se encuentra formado por el PLC y los módulos que se detallan a continuación, los cuales se ajustan al requerimiento del usuario.

- ✓ El controlador conformado por los módulos anteriores.

Modelo: 1768-L43

- ✓ Módulo de comunicación local Modbus

- ✓ Módulo de entradas digitales

Modelo: 1769-IQ16

Número de Entradas: 16

Fuente: 24 VDC

Corriente de Backplane: 115 mA @ 5.1V

- ✓ Módulo de salidas digitales

Modelo: 1769-OW9

Número de Salidas: 8

Rango de Voltaje de Operación: 5...265V AC - 5...125V DC

Corriente de Backplane: 125 mA @ 5.1V - 100 mA @ 24V

- ✓ Módulo de entradas analógicas

Modelo: 1769-IF8

Número de Entradas: 8

Rangos:  $\pm 10V$ , 0...10V, 0...5V, 1...5V, 0...20 mA, ó 4...20 mA

- ✓ 2 módulos de entradas RTD

Modelo: 1769-IR6

Número de Entradas: 6 entradas RTD's

Sensores que soporta:

100, 200, 500, 1000  $\Omega$  Platinum 385  
 100, 200, 500, 1000  $\Omega$  Platinum 3916  
 120  $\Omega$  Nickel 618  
 120  $\Omega$  Nickel 672  
 10  $\Omega$  Nickel-iron 518  
 0...150  $\Omega$   
 0...500  $\Omega$   
 0...1000  $\Omega$   
 0...3000  $\Omega$

La disposición de los módulos del PLC se observan en la siguiente figura:

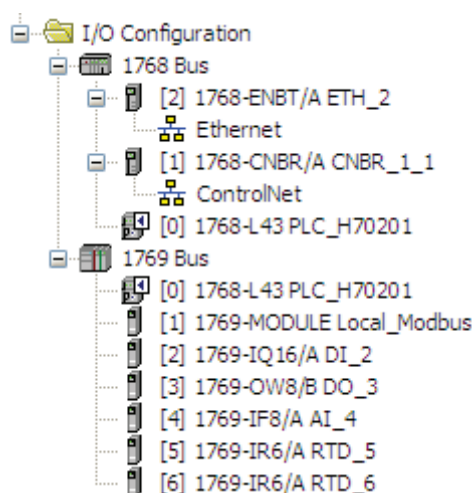


Figura 12: Disposición de módulos del PLC

El *Panel View* empleado para la interfaz del operador al proceso, el mismo que pertenece al sistema de protecciones de la bomba.

### 3.2.3. *Panel View*

El *Panel View* empleado para la interfaz que el operador usará es de la línea Allen-Bradley de Rockwell Automation, el *PanelView Plus 700*, este terminal gráfico posee una pantalla con resolución de 640x480 gráficos de 18 bits.

Este terminal fue creado y optimizado para arquitecturas control Logix compatibles con PLC's, permite monitorear el proceso en tiempo real, posee puertos de comunicación RS-232 o Ethernet como se indica en la Figura 13.

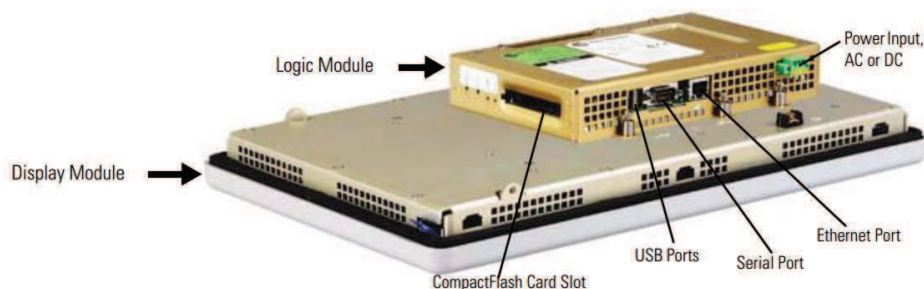


Figura 13: Pantalla Display y Modulo lógico *PanelView Plus 700*

Fuente: (Rockwell, PanelView Plus Terminals, 2009)

### 3.3. Diseño de Interfaz

Para el diseño de interfaz se empleará la guía GEDIS que ha sido enfocada para interfaces de supervisión de industrias. Esta guía permite realizar funciones como la adquisición y almacenamiento de datos, el monitoreo de variables, el control supervisor, la detección y diagnóstico de fallas y la reconfiguración. La guía GEDIS sugiere que para el diseño de una interfaz, se toman en cuenta 10 indicadores los cuales se detallan en la siguiente tabla.

**Tabla 5:**

#### **Indicadores GEDIS**

INDICADORES GEDIS	
1	Arquitectura
2	Distribución de pantallas
3	Navegación
4	Uso del color
5	Uso de fuentes e información textual
6	Estatus de los equipos y eventos del proceso
7	Información y valores de proceso
8	Gráficos de tendencias y tablas
9	Comandos y entradas de datos
10	Alarmas

Fuente: (Ponsa & Granollers, Diseño de Pantalla)

La distribución de la pantalla del proceso muestra en la parte superior derecha la hora y fecha del sistema, en la parte inferior a la fecha de manera centrada se indica el nombre de la ventana desde la parte media hacia abajo se indica el proceso de inyección con la información de los instrumentos, en la parte superior se encuentran los botones de navegación, reconocimiento y *reset* de las alarmas.

La navegación de pantallas para la interfaz se logra a través de botones distribuidos en la parte inferior de la pantalla que permiten trasladarse a las pantallas: inicial Main, del proceso, de alarmas, de configuración, de *login* y *logout*.

La pantalla *login* y *logout* sirven para la configuración de parámetros, previamente autorizados.

Es importante establecer el uso de color para las pantalla de visualización, los instrumentos y equipos en estado activos u operativos se van a presentar en color verde, caso contrario si los equipos se encuentran apagados se presentarán en color rojo. Existe una opción de *Bypass* para los instrumentos que permiten realizar pruebas sin interrumpir el proceso normal de inyección, los instrumentos que se encuentren en este estado presentaran una alternativa de parpadeo de color lila.

El uso de fuentes e información textual para la correcta visualización del operador y fácil comprensión del proceso, se indica de manera textual el título del proceso y se indica la información correspondiente a cada instrumento.

Como se observará en el capítulo 4, en las pruebas de funcionamiento la interfaz cumple con los indicadores GEDIS, tomando en cuenta que la guía permite una fácil comprensión y análisis del proceso de inyección de agua.

### **3.4. Diagramas**

### 3.4.1. Diagramas P&ID

Los diagramas P&ID *Piping and Instrumentation Diagram*, como indican sus siglas en inglés permiten establecer la representación gráfica de los instrumentos, tuberías (líneas de procesos) y la nomenclatura de los instrumentos.

La Figura 14 representa gráficamente a la bomba con el sistema de protecciones, se tiene para la succión el indicador de presión con su rango de 0 a 400 PSI, el interruptor de baja presión con su rango de 20 a 200 PSI y la presión a la que se activará 60 PSI y el transmisor indicador de presión. Para la descarga se tiene el indicador de presión con su rango de 0 a 5000 PSI, el interruptor de baja y alta presión con su rango de 500 a 4000 PSI, la presión a la que se activará para alta presión 3000 PSI y para baja presión 1800 PSI y el transmisor indicador de presión. Para la protección de vibración se indica la representación gráfica del interruptor y transmisor de vibración. Se representa las señales eléctricas digitales y analógicas que posee el sistema.

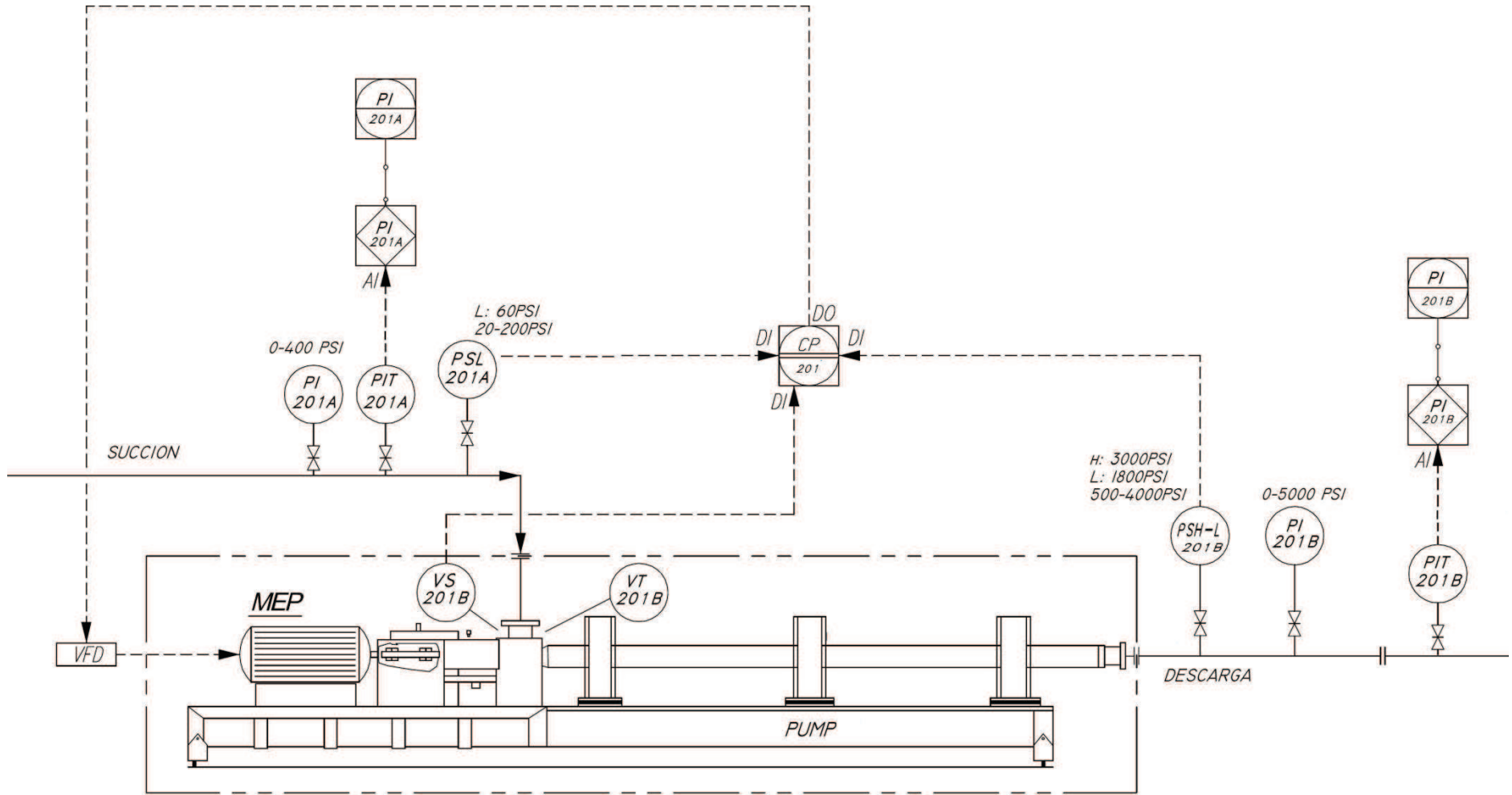


Figura 14: Diagrama P&ID

### 3.4.2. Flujo de la programación

Los diagramas de flujo de la programación del PLC permiten establecer un camino o guía para poder programar, debido a que el lenguaje de programación empleado es tipo escalera.

La rutina principal *MainRoutine* se compone por las siguientes subrutinas: *InputCopying*, *AckResetFirstOut*, *CustomLogic*, *Diagnostic*, *WaterPump*, *CausaEfecto*, *ToneManagement*, *Run\_Hour* y *OutputCopying* representado en la Figura 15.

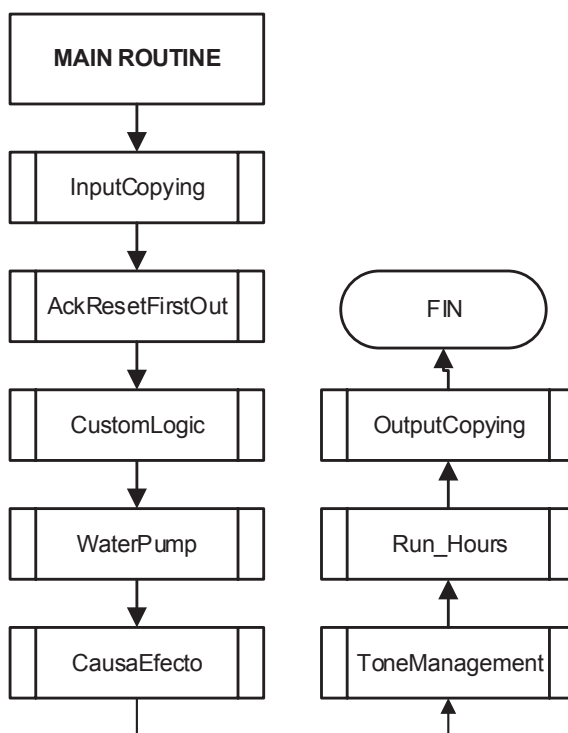


Figura 15: Diagrama de Flujo *MainRoutine*

Para realizar un salto a una subrutina empleamos el bloque JSR “*Jump To Subroutine*” Figura 16.



Figura 16: Línea de salto de subrutina



La primera subrutina *InputCopying* obtiene los valores de los instrumentos, entregados a través de las señales digitales o analógicas, la representación del diagrama de flujo se observa en la siguiente figura.

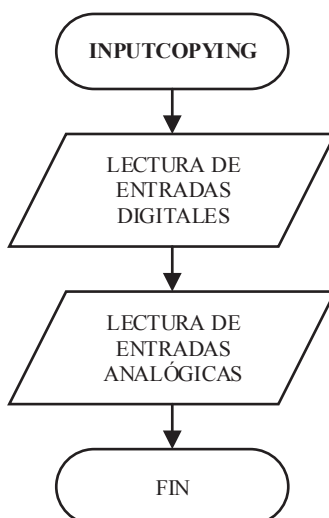


Figura 17: Diagrama de Flujo *InputCopying*

Las señales digitales son entregadas por los interruptores de presión y vibración, por el estado del variador, el estado del enfriador de la cámara de empuje y el botón de paro de emergencia. Para la lectura de una señal digital se emplea la línea de programación que se muestra a continuación:



Figura 18: Lectura de entrada digital

Las señales analógicas son entregadas por los transmisores de presión y vibración. Para la lectura de una señal analógica se usa la línea de programación que se muestra en la siguiente figura:



Figura 19: Lectura entrada analógica

La segunda subrutina *AckResetFirstOut* permite reconocer y restablecer las alarmas generadas que han detenido el proceso o la alarma de paro de emergencia, el diagrama de flujo de la subrutina se representa a continuación:

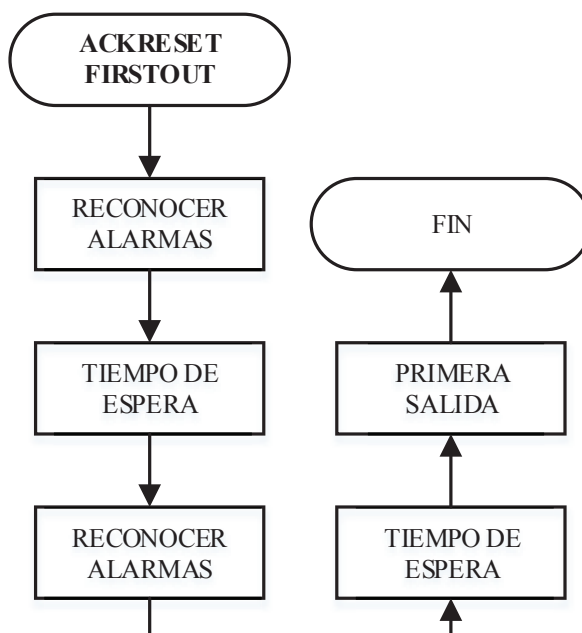


Figura 20: Diagrama de Flujo *AckResetFirstOut*

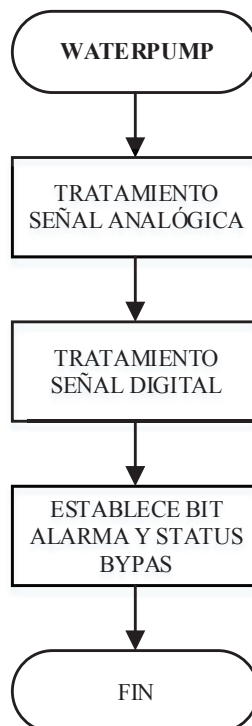
La subrutina *CustomLogic* es creada para realizar movimientos internos de programación que no alteren a las demás subrutinas, por ejemplo movimientos de valores. De esta subrutina se obtiene además el valor de salida del motor enfriador, mediante temporizadores y el estado de la bomba.

*WaterPump* es una subrutina donde se realiza el tratamiento de las señales analógicas y digitales, en esta subrutina se establecen los estados de alarmas y bypass de los instrumentos. El diagrama de flujo correspondiente a esta subrutina se presenta en la Figura 22.

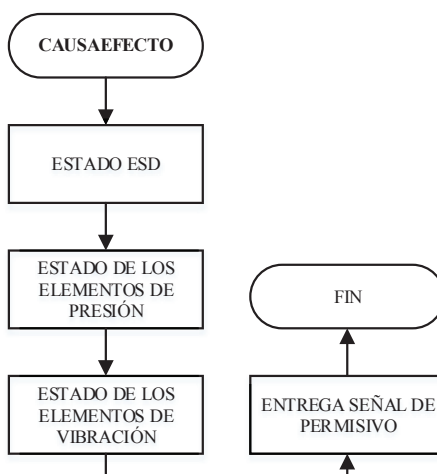
La Figura 21 indica el tratamiento de las señales realizada a través de instrucciones como:



Figura 21: Tratamiento de Señal Analógica

Figura 22: Diagrama de Flujo *WaterPump*

La subrutina *CausaEfecto* creada para implementar la matriz causa efecto, permite establecer el estado del sistema de protecciones y entregar como salida la señal de permisivo hacia el variador. Se representa en la Figura 23.

Figura 23: Diagrama de Flujo *CausaEfecto*

Run\_Hours es la subrutina que permite conocer el tiempo de operación de la bomba, emplea temporizador de 1000 ms, se observa a continuación su diagrama de flujo:

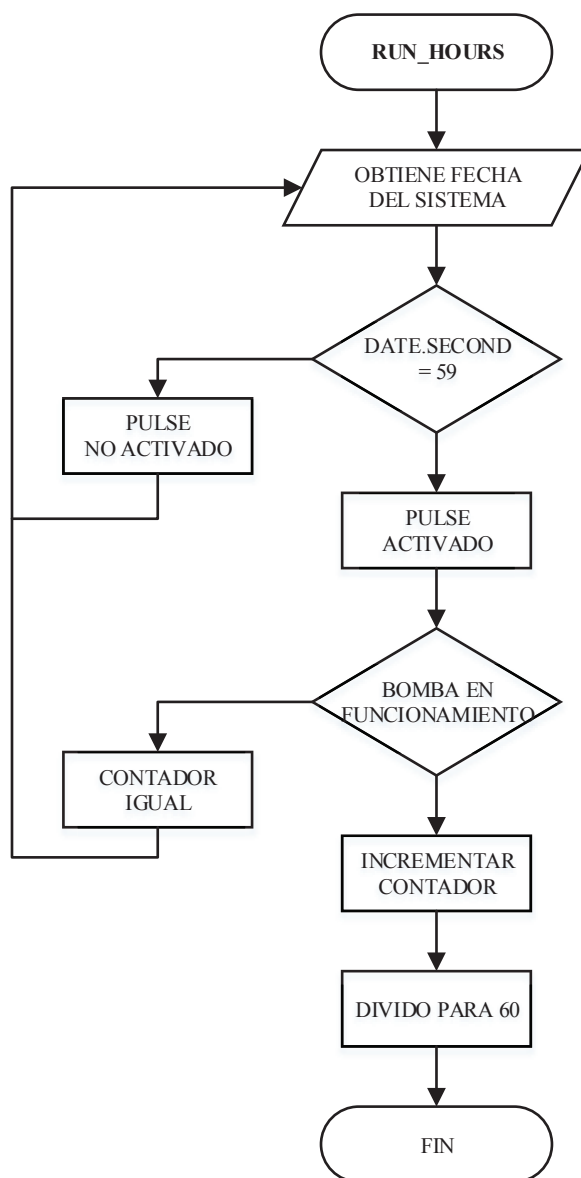


Figura 24: Diagrama de Flujo Run\_Hours

OutCopyng es la subrutina que permite enviar las señales tipo relé de salida del PLC hacia el variador. Su diagrama de flujo se observa en la Figura 26. La Figura 25 indica la línea de programación utilizada.



Figura 25: Línea de salida tipo relé

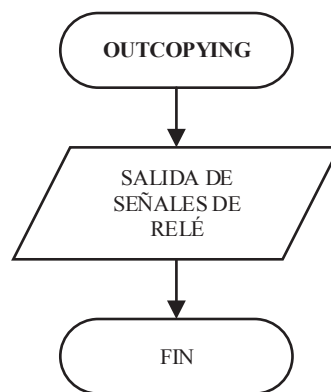


Figura 26: Diagrama de Flujo OutCopying

## CAPÍTULO IV

### Implementación y pruebas de funcionamiento

#### 4.1. Implementación del sistema

En este capítulo se presenta el funcionamiento de los componentes del sistema de inyección de agua, las pruebas de funcionamiento del sistema de protecciones, como las curvas de los transmisores.

En la Figura 27 se observa el sistema de inyección junto al sistema de protecciones implementado.



Figura 27: Sistema de Inyección de Agua PYM H

El sistema de inyección de agua cuenta con un grupo electrógeno que proporciona la energía para el variador que es entregada al motor de la bomba. El grupo electrógeno cuenta con un controlador EMCP4 propio de la marca fabricante.

En este panel se puede monitorear al grupo electrógeno, presentando en la parte superior del panel el voltaje y la frecuencia que proporciona el generador, en la parte

inferior del panel presenta el monitoreo del motor como el voltaje de las baterías, la presión de aceite, la temperatura de agua y las horas de funcionamiento del mismo. Se indican también las alarmas como baja presión de aceite, parada de emergencia, alta temperatura de agua, sobre velocidad, bajo nivel de refrigerante, falla de alarma y falla de shutdown como se indica en la Figura 28.



Figura 28: Pantalla de Controlador EMCP4

Desde el variador se procede al arranque o apagado del motor para iniciar o finalizar el proceso de inyección, el variador permite que no se produzcan picos de corriente que puedan dañar al motor o a las protecciones eléctricas del sistema, esto se realiza debido a que el variador posee un control PID. Este elemento recibe la señal digital indicando el permisivo de arranque de la bomba que entrega el PLC.

La pantalla que permite el monitoreo de la salida del variador presenta en la parte superior la frecuencia que se entrega para que el motor trabaje, la corriente en cada fase, la salida de voltaje, la hora del sistema, el status del permisivo que entrega el PLC, la habilitación del permisivo, la lista de apagados con la fecha y hora del último evento y el estado de las alarmas. Esto se puede observar en la Figura 29.

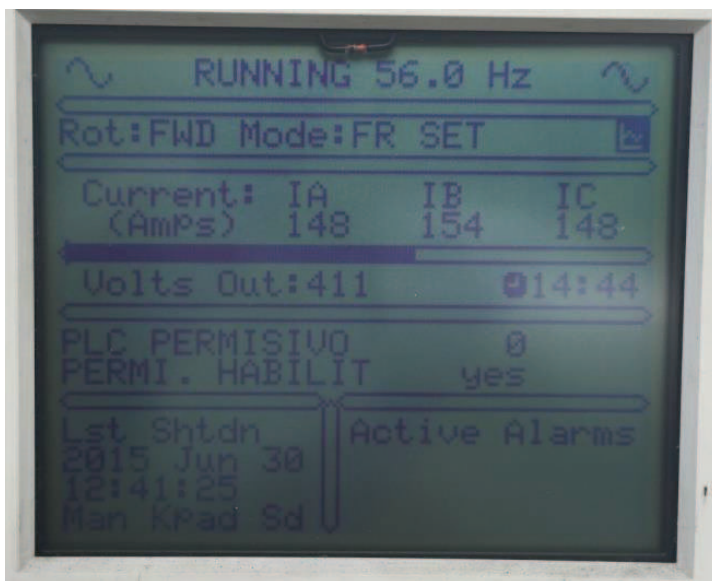


Figura 29: Pantalla del Variador en sitio del Motor Eléctrico.

El variador del motor eléctrico acoplado a la bomba se presenta en la Figura 30 ubicado en el cuarto de monitoreo del operador:

**Figura 30: Variador en sitio del Motor Eléctrico de la bomba (MEP).**



Figura 30: Variador en sitio del Motor Eléctrico de la bomba (MEP).



Para la implementación del sistema de protecciones se requiere accesorios que se emplearán para que los instrumentos de medición se encuentren en contacto con las variables a ser controladas. Se usó para la conexión hidráulica al fluido (agua de inyección) accesorios como se muestran en la Tabla 6.

**Tabla 6:**

**Accesorios para conexión hidráulica**

<b>SISTEMA HIDRÁULICO</b>	
Unión T, Tubing - Male NPT	
Tubing	
Unión Tubing – Tubing	
Union Tubing – Male NPT	
Válvula de aguja	

En las Figura 31 y 32 se muestra la implementación de los instrumentos en la descarga de la bomba como el PI\_201B, el PIT\_201B, los interruptores de presión PSL\_201B y PSH\_201B.

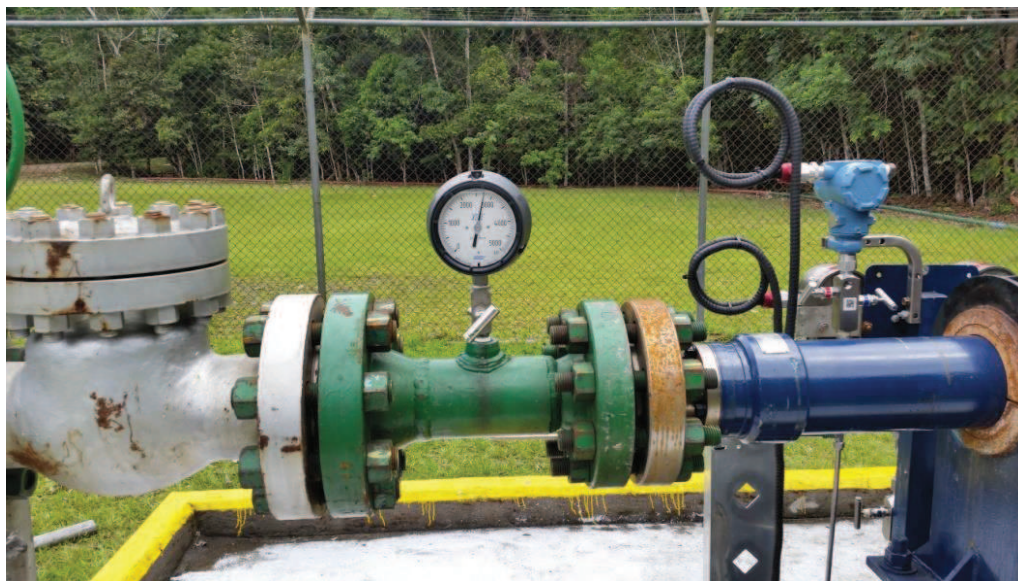


Figura 31: Sistema de protecciones en la descarga

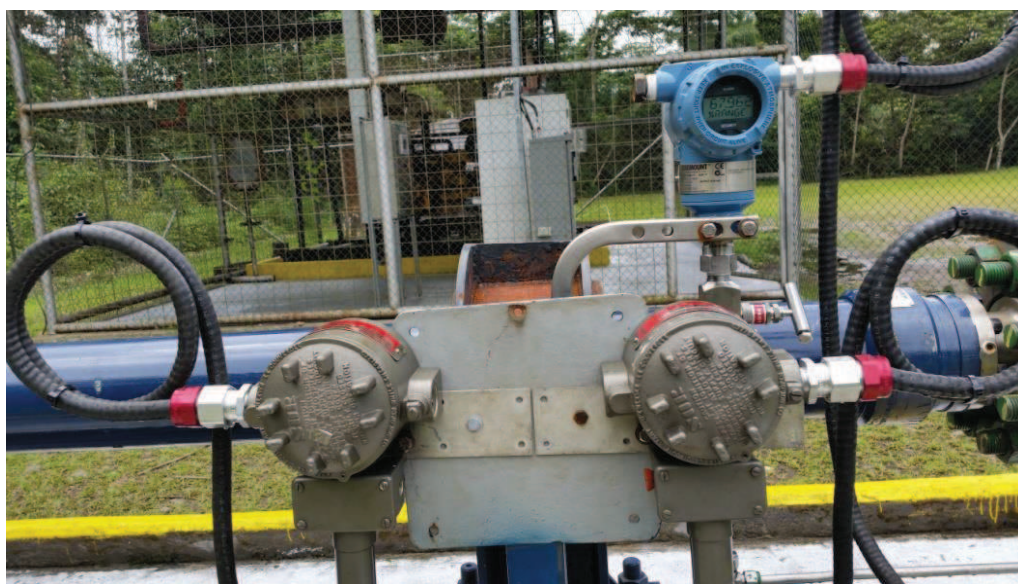


Figura 32: Sistema de protecciones en la descarga

En las Figuras 33 y 34, se muestra la implementación de los instrumentos en la succión de la bomba como el indicador de presión PI\_201A, el transmisor de presión PIT\_201A, el interruptor de baja presión PSL\_201A.



Figura 33: Sistema de protecciones en la succión



Figura 34: Sistema de protecciones en la succión

En la Figura 35 se muestra la implementación de los instrumentos para la protección de la vibración de la bomba como el VS\_201A y el VT\_201A.







Figura 35: Sistema de protecciones para vibración

Para la implementación del sistema además, se requirió accesorios para la conexión eléctrica de los instrumentos como se muestra en la Tabla 7.

**Tabla 7:**

**Accesorios para Sistema Eléctrico**

<b>SISTEMA ELÉCTRICO</b>	
Caja GUAT	
TMCX 165	
TAPON TMC	
TERMINALES DE CABLE	

Para la conexión eléctrica se implementó también soportes (bandejas) y el cable eléctrico. También se requirió herramienta como:

#### 4.2. Automatización del sistema

Como se indicó anteriormente el controlador empleado es de la gama CompacLogix es parte de los productos Allen Bradley de Rockwell Automation, el software empleado para la configuración y programación es RSLogix 5000 y RSLinx.

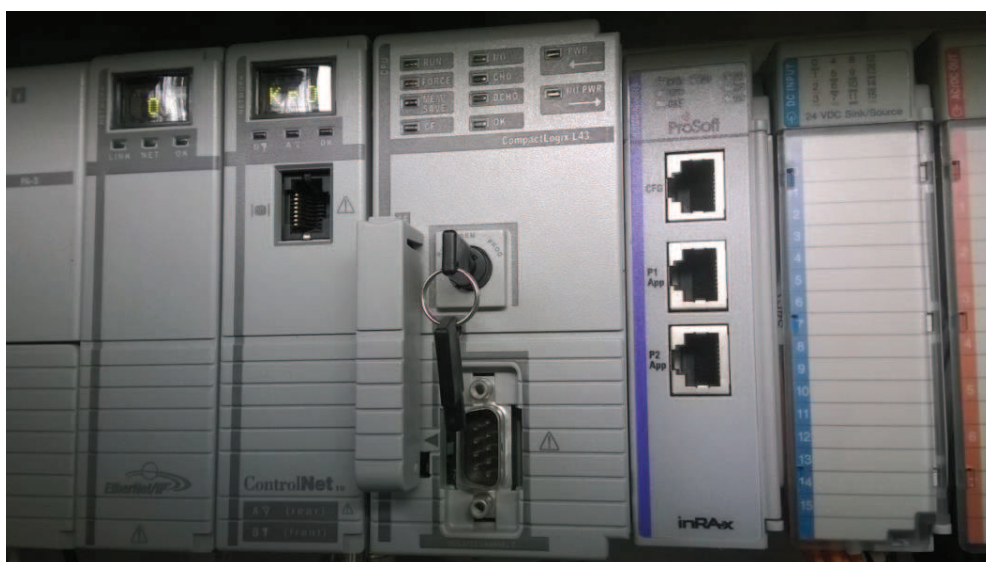


Figura 36: Implementación del Controlador Lógico Programable.

La siguiente tabla muestra la ubicación en el panel de control donde salen las señales de los permisivos que van hacia el variador.

**Tabla 8:**

**Ubicación de Señales de Salida del Tablero de Control**

UBICACIÓN DE SEÑALES		
ITEM	DESCRIPCIÓN	BORNE
1	Permisivo del variador	DO3-1
2	Permisivo del motor	DO3-2
3	Permisivo bajo del motor	DO3-3

La Tabla 9 muestra la ubicación en el panel de control donde llegan las señales de los instrumentos que forman el sistema de protecciones de la bomba.

**Tabla 9: Ubicación de Señales de Entrada del Tablero de Control**

<b>UBICACIÓN DE SEÑALES</b>			
<b>ITEM</b>	<b>TAG</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>BORNE</b>
1	PSL_201A	Interruptor de Presión Baja de Succión	DI2-1
2	PSH_201B	Interruptor de Presión Alta de Descarga	DI2-2
3	PSL_201B	Interruptor de Presión Baja de Descarga	DI2-3
4	VSH_201B	Interruptor de Vibración	DI2-4
5	XS_201	Estado de Arrancado del Variador de Velocidad	DI2-7
6	XS_201A	Estado de Arrancado del Enfriador de la Cámara de Empuje	DI2-8
7	PB_201	Botón de Paro de Emergencia	DI2-15
8	PIT_201A	Transmisor Indicador de Presión de Succión	AI4-0
9	PIT_201B	Transmisor Indicador de Presión de Descarga	AI4-1
10	VT_201B	Transmisor de Vibración	AI4-2

Se debe conocer el proceso correctamente para ello se requiere establecer la matriz causa efecto, la cual se presenta en la Figura 37: Matriz Causa - Efecto.

BOMBA DE REINYECCION PYMH (PAY10)						INFORMACIÓN PRIMARIA									
MATRIZ CAUSA EFECTO										BORNE		DESCRIPCIÓN			
										P_H70201		VSD BOMBA DE REINYECCION			
										MEV_H70201A		ENFRIADOR DE ACEITE CAMARA DE EMPUJE			
CAUSA						HH	H	L	LL	ON	OFF				
N°	TAG	DESCRIPCION	BORNE	PANEL (1)	RANGO	2	2	2	2						
BOMBA DE INYECCIÓN	1	PSLL_201A	Interrupor de Presión Baja Baja de Succión	DI2-1	PLC_H70201				60	X	X	F			
	2	PSHH_201B	Interrupor de Presión Alta Alta de Descarga	DI2-2	PLC_H70201	3000			[PSI]	X	X	F			
	3	PSLL_201B	Interrupor de Presión Baja Baja de Descarga	DI2-3	PLC_H70201	[PSI]			1800	X	X	F		1	
	4	VSHH_201B	Interrupor de Alta Alta Vibración	DI2-4	PLC_H70201				[PSI]	X	X	F			
	5	XS_201	Estado de Arrancado del Variador de Velocidad	DI2-7	PLC_H70201					X	X		F	2	
	6	XS_201A	Estado de Arrancado del Enfriador de la Camara de Empuje	DI2-8	PLC_H70201					X	X	F			
	7	PB_201	Botón de Paro de Emergencia	DI2-15	PLC_H70201					X	X	F			
	8	PIT_201A	Transmisor Indicador de Presión de Succión (Alarma de Alta Alta)	AI4-0	PLC_H70201	0.0	200				X		F		
			a				180			X					
			400.0				70			X					
			[PSI]				60			X		F			
	9	PIT_201B	Transmisor Indicador de Presión de Descarga (Alarma de Alta Alta)	AI4-1	PLC_H70201	0.0	2950				X		F		
			a				2850			X					
			4000.0				2000			X					
			[PSI]				1900			X		F	1		
10	VT_201B	Transmisor de Vibración (Alarma de Alta Alta)	AI4-2	PLC_H70201	0 a 2	0.18				X		F			
		IPS				0.138			X						

NOTAS:  
 1. La alarma de disparo se inhibirá por el lapso de 5 minutos en el arranque.  
 2. El enfriador se prenderá automaticamente al arrancar el variador, y se apagará al detectar que éste esta apagado, para este fin utilizará dos comandos (dos salidas) uno de permisivo YS\_H70201A y otro de pulso de arranque YR\_H70201

Figura 37: Matriz Causa - Efecto

Para la implementación del *Panel View* se requiere una conexión Ethernet, se puede observar su conexión en las Figuras 38 y 39.



Figura 38: Puerto de comunicación implementado



Figura 39: *PanelView* Plus 700 implementado

#### 4.3. Pruebas de funcionamiento del Sistema

Una vez realizada la implementación del sistema se procede a realizar las pruebas de funcionamiento de los instrumentos que conforman el sistema de



protecciones y se determina el error relativo de las pruebas, el cual permite expresar la exactitud que posee el instrumento.

Para desarrollar las pruebas de funcionamiento se requieren los siguientes equipos:

- ✓ Calibrador de procesos Fluke 744.

El calibrador de procesos permite generar corrientes de 4 a 20 miliamperios, permite comparar las señales eléctricas con las variables, se realiza la comprobación en el *Panel View* verificando que los valores sean transformados correctamente a sus equivalentes de medida. En la Figura 40 se observa el calibrador de procesos Fluke modelo 744.



Figura 40: Calibrador de procesos Fluke

- ✓ Bomba de presión hidráulica

Es una bomba de presión manual que proporciona presión hidráulica a través de aceite al instrumento para poder realizar la calibración Figura 41.



Figura 41: Bomba de mano para calibración Enerpac

✓ Módulos de presión

Los módulos de presión realizan la medición mediante un microprocesador interno enviando la señal digital al calibrador. Se emplean para las pruebas módulos de presión de rango hasta 500 PSI que se observa en la Figura 42 y de 5000 PSI Figura 43.



Figura 42: Módulo de Presión Fluke 500 PSI



Figura 43: Módulo de Presión Fluke 5000 PSI

En las pruebas de funcionamiento se determina también el error porcentual que es el error relativo multiplicado por 100, para el cálculo se emplean las siguientes fórmulas:

$$\text{Error Absoluto} = |\text{Valor de la medida} - \text{Valor real}|$$

$$\text{Error Relativo} = \frac{\text{Error Absoluto}}{\text{Valor de la medida}}$$

$$\text{Error Porcentual} = \text{Error Relativo} \times 100\%$$

#### 4.3.1. Transmisores de presión

Se presentan las tablas de valores de las pruebas de los transmisores, con incremento del 25%, la salida de presión estimada y real, también se presenta el cálculo del error porcentual y las curvas de linealidad de los instrumentos.

Para realizar las pruebas de funcionamiento:

- ✓ Se conecta al calibrador de procesos, el módulo de presión y el transmisor como se indica en la Figura 44.

- ✓ Se enciende el calibrador, se espera unos minutos para que el módulo y el calibrador se comuniquen.
- ✓ Se presiona el botón MEAS SOURCE para poder realizar la comparación entre dos fuentes.
- ✓ Se presiona el botón mA, se vuelve a presionar MEAS SOURCE y se elige el botón ♀ que ayuda a seleccionar la medición de la presión, esto permite realizar la verificación de la corriente que entrega el instrumento según la presión.
- ✓ Se empieza a elevar la presión con la bomba manual.
- ✓ Se registran los datos y se calcula el porcentaje de error.

La Figura 44 indica la conexión del calibrador de procesos y el transmisor de presión, para realizar las pruebas y calibración del instrumento.

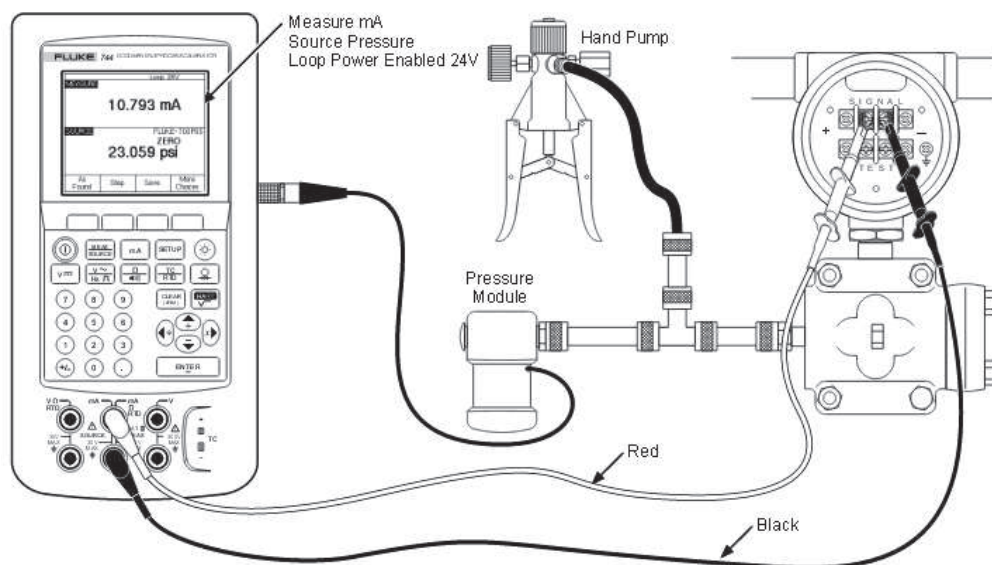


Figura 44: Calibración de Transmisor de presión.

Fuente: (Fluke)

La Tabla 10 posee los valores de las pruebas de funcionamiento para el transmisor de la succión de la bomba PIT\_201A, la Figura 45 indica la linealidad que posee el instrumento y la Figura 46 el instrumento en funcionamiento.

Tabla 10:

## Prueba de funcionamiento PIT\_201A

PIT_201A				
OUT mA	%	PSI	PSI OUT	%ERROR
4	0	60,00	59,90	0,167
8	25	95,00	95,00	0,000
12	50	130,00	130,00	0,000
16	75	165,00	164,80	0,121
20	100	200,00	200,20	-0,100

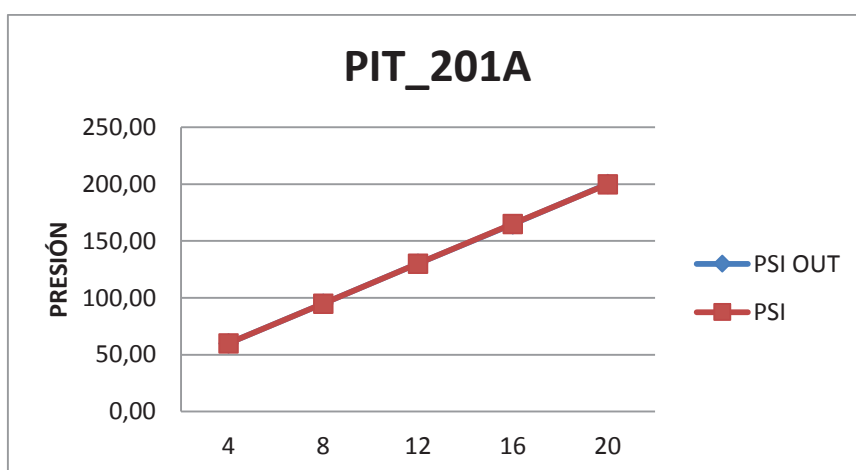


Figura 45: Calibración de Transmisor de presión PIT\_201A, linealidad



Figura 46: Funcionamiento del transmisor de presión PIT\_201A

Para el transmisor de la descarga de la bomba PIT\_201B se presentan los valores obtenidos en las pruebas de funcionamiento en la Tabla 11, en la Figura 47 se observa la linealidad que posee el instrumento y la Figura 48 el instrumento en funcionamiento.

**Tabla 11:**

**Prueba de funcionamiento PIT\_201B**

PIT_201B				
OUT mA	%	PSI	PSI OUT	%ERROR
4	0	1900,00	1900,10	-0,005
8	25	2175,00	2175,00	0,000
12	50	2450,00	2450,10	-0,004
16	75	2725,00	2724,99	0,000
20	100	3000,00	3001,00	-0,033

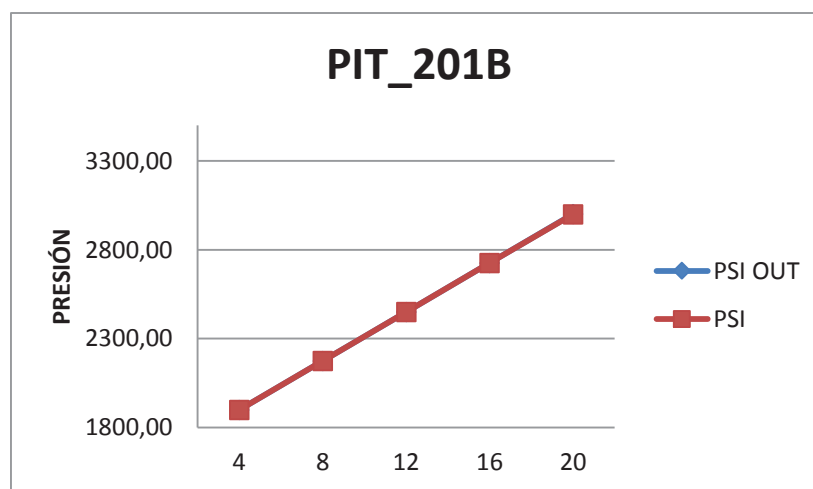


Figura 47: Calibración de Transmisor de presión PIT\_201B, linealidad.



Figura 48: Funcionamiento del Transmisor de presión PIT\_201B

#### 4.3.2. Indicadores de presión

Para los indicadores de presión de la succión y descarga de la bomba, las pruebas se realizan aumentando y disminuyendo la presión en 25%.

Para realizar las pruebas de funcionamiento:

- ✓ Se conecta al calibrador de procesos, el módulo de presión y el indicador.
- ✓ Se enciende el calibrador, se espera unos minutos para que el módulo y el calibrador se comuniquen.
- ✓ Se presiona el botón que ayuda a seleccionar la medición de la presión



- ✓ Se empieza a elevar la presión con la bomba manual.
- ✓ Se registran los datos y se calcula el porcentaje de error.

Las pruebas de funcionamiento de los manómetros se presentan a continuación:

Para el indicador de presión de la succión de la bomba PI\_201A se muestran los valores de verificación en la Tabla 12:

**Tabla 12:****Prueba de funcionamiento PI\_201A**

PI_201A			
PSI	%	OUT (PSI)	% ERROR
0,00	0	0,00	0,000
100,00	25	100,00	0,000
200,00	50	200,00	0,000
300,00	75	300,00	0,000
400,00	100	400,00	0,000
300,00	75	298,00	0,667
200,00	50	198,00	1,000
100,00	25	99,00	1,000
0,00	0	0,00	0,000

Para el indicador de presión de la descarga de la bomba PI\_201B los valores de las pruebas de funcionamiento se observan en la Tabla 13:

**Tabla 13:****Prueba de funcionamiento PI\_201B**





PI_201B			
PSI	%	OUT (PSI)	% ERROR
0,00	0	0,00	0,000
1250,00	25	1250,00	0,000
2500,00	50	2500,00	0,000
3750,00	75	3750,00	0,000
5000,00	100	5000,00	0,000
3750,00	75	3748,00	0,053
2500,00	50	2500,00	0,000
1250,00	25	1249,00	0,080
0,00	0	0,00	0,000

**4.3.3. Interruptores de presión**



Las pruebas de funcionamiento de los interruptores de presión tanto para la descarga como para la succión de la bomba, se realizan verificando la presión a la cual el instrumento se activa y se desactiva.

Para realizar las pruebas de funcionamiento:

- ✓ Se conecta al calibrador de procesos, el módulo de presión y el interruptor de presión.
- ✓ Se enciende el calibrador, se espera unos minutos para que el módulo y el calibrador se comuniquen.
- ✓ Se presiona el botón  para poder realizar la comparación entre dos fuentes.
- ✓ Se presiona el botón  varias veces hasta que se muestre la palabra Open o Abierto.
- ✓ Se vuelve a presionar el botón  y se presiona el botón  que ayuda a seleccionar la medición de la presión, esto permite realizar la verificación de la apertura o cierre del contacto del instrumento según la presión.
- ✓ Se empieza a elevar la presión con la bomba manual.
- ✓ Se registran los datos y se calcula el porcentaje de error.

Interruptor de baja presión PSL\_201A para la succión de la bomba los resultados se indican en la siguiente tabla:

**Tabla 14:**

**Prueba de funcionamiento PSL\_201A**

PSL_201A		
	ACTIVACIÓN	DESACTIVACIÓN
	(PSI)	(PSI)
<b>INCREMENTO</b>	60,00	-
<b>DECREMENTO</b>	-	59,00

Interruptor de baja presión PSL\_201B para la descarga de la bomba los resultados de la prueba de funcionamiento se indican en la siguiente tabla:

**Tabla 15:**

**Prueba de funcionamiento PSL\_201B**

<b>PSL_201B</b>		
	<b>ACTIVACIÓN</b>	<b>DESACTIVACIÓN</b>
	<b>(PSI)</b>	<b>(PSI)</b>
<b>INCREMENTO</b>	1800,00	-
<b>DECREMENTO</b>	-	1770,00

En la Tabla 16 se indica las pruebas del Interruptor de alta presión PSH\_201B para la descarga de la bomba:

**Tabla 16:**

**Prueba de funcionamiento PSH\_201B**

<b>PSH_201B</b>		
	<b>ACTIVACIÓN</b>	<b>DESACTIVACIÓN</b>
	<b>(PSI)</b>	<b>(PSI)</b>
<b>INCREMENTO</b>	3000,00	-
<b>DECREMENTO</b>	-	2970,00

#### **4.3.4. Protección de vibración**

Para las pruebas de funcionamiento del VS\_201A y VT\_201A se procede a golpear con un martillo de goma en los lugares cercanos al sensor para que de esta manera se active y envíe la señal al PLC, se verifica en la pantalla del *Panel View* la señal de alarma enviada.

#### **4.3.5. Sistema de protecciones**

Se muestra la interfaz del *Panel View* del sistema operando en la Figura 49, donde se puede monitorear el estado de los interruptores tanto de presión como de

vibración, la lectura de los transmisores de presión para la succión y descarga de la bomba, el transmisor de vibración, el permisivo de la bomba y del motor enfriador y el estado del botón de paro de emergencia ESD.



Figura 49: Funcionamiento del sistema HMI.

Se muestra la interfaz de alarmas del *Panel View* del sistema operando en la Figura 50, para este caso se indica que la bomba ha sido detenida por baja presión en la descarga de la bomba, activándose las alarmas del interruptor de presión y del transmisor:

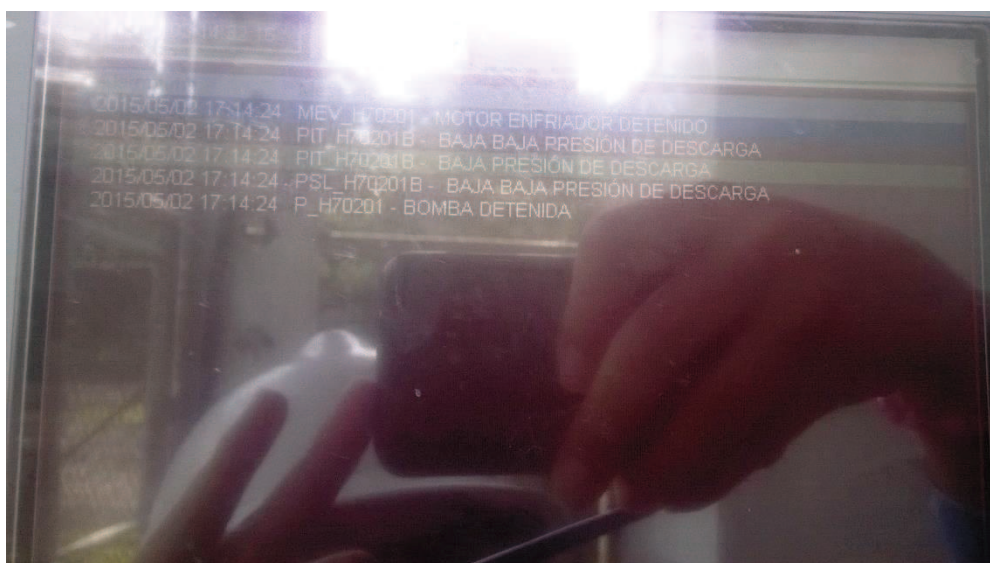


Figura 50: Alarmas del sistema de protecciones HMI.

## CAPÍTULO V

### Conclusiones y Recomendaciones

#### 5.1. Conclusiones

- ✓ La automatización del sistema de protecciones para la bomba REDA HPS de inyección de agua Payamino 10 Petroamazonas EP, permite precautelar a la bomba de inyección, la cual es un activo de gran valor económico para la empresa.
- ✓ El sistema de protecciones implementado asegura la operación de la inyección de agua hacia el pozo, aportando a la producción de petróleo, ya que permite la recuperación secundaria de pozos productores de crudo que se encuentran cerca del yacimiento.
- ✓ Los rangos de operación del sistema y la definición de la matriz Causa-Efecto son esenciales para el dimensionamiento adecuado de los equipos a ser utilizados para la descarga, succión y vibración de la bomba.
- ✓ Los procedimientos para la verificación de los instrumentos, contribuyen a los planes de mantenimiento preventivo implementados en la empresa, permiten verificar periódicamente las señales que envían los instrumentos hacia el PLC y poder constatar la correcta funcionalidad del sistema.
- ✓ Las verificaciones y pruebas de funcionamiento de los instrumentos, presentaron una adecuada respuesta con un porcentaje de error menor al 1%, de esta manera se puede constatar que los equipos poseen exactitud, precisión, sensibilidad y repetitividad en las medidas de las variables.
- ✓ Al realizar la implementación del sistema de protecciones se aporta a los Sistemas de Gestión de Salud y Seguridad Laboral, debido a que permiten precautelar un posible peligro para el personal que trabaja monitoreando estas bombas ya que cabe indicar que la bomba trabaja a presiones altas en la descarga que pueden poner en riesgo al trabajador.

- ✓ Los Sistemas de Gestión Ambiental son aportados con el sistema de protecciones ya que el apagado por sobrepresiones de la bomba evitan una posible ruptura o fuga en las líneas haciendo que el agua de formación que contiene minerales peligrosos tenga contacto con el medio ambiente.

## **5.2. Recomendaciones**

- ✓ Es indispensable contar con un plan de mantenimiento preventivo de cada componente del sistema de inyección: bomba, variador y grupo electrógeno.
- ✓ Las líneas de alto voltaje que son enviadas desde el grupo electrógeno al variador y del variador al motor eléctrico de la bomba deben ser separadas de las líneas de voltaje del sistema de protecciones para evitar interferencias y falsas alarmas.
- ✓ La norma para las bombas centrífugas aplicada establece el uso de RTD's, pero cabe recordar que las normas son una sugerencia debido a que actualmente el país no cuenta con un ente regulador que indique una normativa interna para la industria petrolífera, sin embargo se recomienda la implementación de estos equipos.
- ✓ Realizar el cambio de elementos del sistema de protecciones que se encuentran sobredimensionados para un adecuado ajuste de medida de las variables y optimización de recursos económicos.
- ✓ Verificar periódicamente que el estado de las alarmas del variador se encuentre activo, este es el estado que entrega el controlador al variador.

## GLOSARIO

**ANSI.-** Instituto Nacional de Estándares Americanos por sus siglas en inglés: *American National Standards Institute*.

**API.-** Instituto Americano del Petróleo por sus siglas en inglés: *American Petroleum Institute*.

**ASME.-** Asociación Americana de Ingenieros Mecánicos por sus siglas en inglés: *American Society of Mechanical Engineers*.

**Desbaste.-** Proceso que permite eliminar los sólidos del agua para este caso para poder realizar el proceso de inyección.

**Downstream.-** Tercera y última fase de la industria petrolera.

**DMDB.-** Tipo de contacto conmutado doble cerrado doble abierto por sus siglas en inglés: *Double Make Double Break*.

**EMCP4.-** Panel de control propio de la marca Caterpillar empleado para el control de sus unidades.

**Fall Off Test (FOT).-** Pruebas de caída empleada para calcular la presión promedio del yacimiento.

**Geófonos.-** Transductores que receptan vibraciones y las convierte en señal eléctrica.

**Geológica.-** Adjetivo de geología, proviene del vocablo griego “geo” tierra y “logos” estudio, es decir estudio de la tierra o suelo.

**GEDIS.-** Guía de diseño para interfaces aplicadas en industrias.

**GUAT.-** Es una caja de conexión y derivación eléctrica tipo T, generalmente empleada en atmósferas explosivas.

**HMI.-** Interfaz Hombre Maquina por sus siglas en inglés: *Human Machine Interface*.

**HPS.-** Bomba de Superficie Horizontal por sus siglas en inglés: *Horizontal Pump Surface*.

**IGBT.-** Transistor Bipolar de Compuerta Aislada, por sus siglas en inglés: *Insulated Gate Bipolar Transistor*.

**ISA.-** Sociedad Internacional de Automatización, por sus siglas en inglés: *International Society of Automation*.

**ISO.-** Organización Internacional para Normalización, por sus siglas en inglés: *International Organization for Standardization*.

**Male NPT.-** Nombre que se emplea para roscas cónicas tipo macho para tubería, por sus siglas en inglés *Male National Pipe Taper*.

**MEP.-** Motor eléctrico de la bomba por sus siglas en inglés: *Motor Electrical Pump*.

**Midstream.-** Segunda fase de la industria petrolera.

**NEMA.-** Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos, por sus siglas en inglés: *National Electrical Manufacturers Association*

**NC.-** Configuración de contactos normalmente cerrado NC, por sus siglas en inglés: *Normally Close*.

**NO.-** Configuración de contactos normalmente abierto NO, por sus siglas en inglés: *Normally Open*.

**NPT.-** Nombre que se emplea para roscas cónicas para tubería, por sus siglas en inglés *National Pipe Taper*.

**OHSAS.-** Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional, por sus siglas en inglés: *Occupational Health and Safety Assessment Series*.

**PLC.-** Controlador Lógico Programable, por sus siglas en inglés: *Programmable Logic Controller*.

**PSI.-** Unidad de medida de presión equivalente a una libra por pulgada cuadrada, por sus siglas en inglés *Pounds per Square Inch*.

**P&ID.-** Diagrama de tubería e instrumentación, por sus siglas en inglés: *Piping and instrumentation diagram*.

**RS-232.-** Es un protocolo estandarizado que indica los parámetros del modo de comunicación serial.

**SPDT.-** Tipo de contacto conmutado simple con un borne de entrada y varios de salida por sus siglas en inglés: *Simple pole - double throw*.

**Upstream.-** Primera fase de la industria petrolera.

## BIBLIOGRAFÍA

- Altronic, I. (Enero de 2007). *GTI SERVICE NOTE*. Recuperado el 25 de Marzo de 2015, de Vibration Transmitter: <http://www.gti-altronic.com/pdfs/gti-sn-100.pdf>
- Altronic, I. (s.f.). *INSTALLATION INSTRUCTIONS*. Recuperado el 27 de Marzo de 2015, de <http://www.altronic-llc.com/pdf/temperature-pressure/dsg1611dups-II-8-06.pdf>
- ANSI, & API. (Septiembre de 2010). Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries. (11th). Recuperado el 20 de Abril de 2015, de <http://www.pumpiran.org/ogppumps/api-610-11th.pdf>
- ANSI, & ISA. (13 de Julio de 1992). Instrumentation Symbols and Identification. 72.
- Baker Hughes. (2004). GCS Electrospeed II. 7.
- Barksdale. (s.f.). *Barksdale Control Products*. Recuperado el 22 de Marzo de 2015, de Product Data Sheet
- Caterpillar. (20 de Marzo de 2015). *GENERACIÓN DE POTENCIA ELÉCTRICA*. Obtenido de 3406: [http://www.cat.com/es\\_MX/products/new/power-systems/electric-power-generation/diesel-generator-sets/18321430.html](http://www.cat.com/es_MX/products/new/power-systems/electric-power-generation/diesel-generator-sets/18321430.html)
- Escobar, F. (s.f.). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Neiva Colombia. Recuperado el 30 de Febrero de 2015, de [http://blog.espol.edu.ec/alberto/files/2012/01/Escobar\\_F\\_-\\_Ingenieria\\_de\\_Yacimientos.pdf](http://blog.espol.edu.ec/alberto/files/2012/01/Escobar_F_-_Ingenieria_de_Yacimientos.pdf)
- Fluke. (s.f.). *Users Manual 744 Documenting Process Calibrator*. Recuperado el 20 de Marzo de 2015, de <http://www.testequipmentdepot.com/fluke/pdf/744.pdf>
- Instrumentación, Concepto y mediciones*. (28 de Febrero de 2015). Obtenido de <http://educaciones.cubaeduca.cu/medias/pdf/2450.pdf>
- Izquierdo, J. L., Vélez, R., Game, C., & Gallegos, R. (s.f.). *Manual para el procesamiento de agua de inyección de un campo petrolero*. Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Guayaquil. Recuperado el 27 de Marzo de 2015, de <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/24526/1/Manual%20p>



ara%20el%20procesamiento%20de%20agua%20de%20inyecci%C3%B3n%  
20en%20un%20campo%20petrolero.pdf

Ministerio Coordinador de Política Económica. (2014). Recuperado el 30 de Enero de 2015, de LA ECONOMÍA ECUATORIANA TUVO UN CRECIMIENTO ANUAL DE 4.5% EN 2013: <http://www.politicaeconomica.gob.ec/la-economia-ecuatoriana-tuvo-un-crecimiento-anual-de-4-5-en-2013/>

Murphy. (27 de Noviembre de 2013). *Shock and Vibration Switch – VS2 Series*. Recuperado el 22 de Marzo de 2015, de <http://www.fwmurphy.com/uploaded/documents/pdfs/96013.pdf>

Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela. Recuperado el 01 de Marzo de 2015, de <http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/libro%20iny%20agua%20y%20gas.pdf>

Petroamazonas, E. (29 de Enero de 2014). (Petroamazonas EP) Recuperado el 01 de Marzo de 2015, de [\\uionapp4\sig\SIG\\_Publico\003-Exportados\PAM-CAM-39-MPS-1015-2 Bloques PAM EP Certificaciones ISO y OSHAS Quito, Pads, Bloques.pdf](http://www.ionapp4.sig\SIG_Publico\003-Exportados\PAM-CAM-39-MPS-1015-2 Bloques PAM EP Certificaciones ISO y OSHAS Quito, Pads, Bloques.pdf)

PETROECUADOR. (2013). El petróleo en el Ecuador la nueva era petrolera. En A. Chamorro. Ecuador. Recuperado el 31 de Enero de 2015, de <http://www.eppetroecuador.ec/idc/groups/public/documents/archivo/001138.pdf>

Ponsa, P., & Granollers, A. (s.f.). *Diseño de Pantalla*. Recuperado el 21 de Mayo de 2015, de <http://www.epsevg.upc.edu/hcd/material/lecturas/pantalla.pdf>

Ponsa, P., & Granollers, T. (s.f.). *Diseño y Automatización Industrial*. Universidad Politécnica de Catalunya, Catalunya. Recuperado el 03 de Febrero de 2015, de <http://www.epsevg.upc.edu/hcd/material/lecturas/interfaz.pdf>

Rockwell, A. (Noviembre de 2009). *PanelView Plus Terminals*. Recuperado el 20 de Junio de 2015, de [http://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/um/2711p-um001\\_-en-p.pdf](http://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/um/2711p-um001_-en-p.pdf)

Rockwell, A. (Agosto de 2014). *CompactLogix System*. Recuperado el 2015 de Marzo de 01, de

[http://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/sg/1769-sg001\\_-en-p.pdf](http://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/sg/1769-sg001_-en-p.pdf)

Rosemount. (Septiembre de 2014). *Rosemount 3051 Pressure Transmitter*.

Recuperado el 22 de Marzo de 2015, de

<http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Rosemount%20Documents/00813-0100-4001.pdf>

Schlumberger. (s.f.). *REDA HPS horizontal multistage surface pumping system*.

(Schlumberger) Recuperado el 02 de Marzo de 2015, de

[http://www.slb.com/services/production/artificial\\_lift/horizontal\\_pumping\\_systems.aspx?t=2](http://www.slb.com/services/production/artificial_lift/horizontal_pumping_systems.aspx?t=2)

SOR. (s.f.). *Pressure and Vacuum Switches for Process Applications*. Recuperado el

22 de Enero de 2015, de SOR Pressure Switches: [http://www.proflow.ca/wp-content/uploads/2012/08/sor\\_switches\\_for\\_process\\_applications.pdf](http://www.proflow.ca/wp-content/uploads/2012/08/sor_switches_for_process_applications.pdf)

Soria, F., & Ramírez, J. (s.f.). *Instrumentación Inteligente en Plantas Industriales:*

*Mitos y Realidades*. Artículo, Universidad Nacional Autónoma de México,

Ingeniería de Control, México D.F. Recuperado el 28 de Marzo de 2015, de falta web page

Tamayo, F. (2006). *Evaluación de la Recomendación Práctica para Pruebas de*

*Bombas Electro Sumergibles en Pozos de Petróleo del Distrito Amazónico de Acuerdo a las Normas API*. Tesis, Universidad Tecnológica Equinoccial,

Escuela de Tecnología en Petróleos, Quito. Recuperado el 30 de Enero de 2015, de falta web page

Tamayo, F. (2012). *Estudio para la Modernización y Optimización de las*

*Facilidades de Superficie en el Sistema de Reinyección de Agua de*

*Formación del Campo Yuralpa (Bloque 21) de Petroamazonas EP*. Tesis,

Universidad Tecnológica Equinoccial, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Quito. Recuperado el 30 de Enero de 2015, de

[http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/14818/1/47855\\_1.pdf](http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/14818/1/47855_1.pdf)

ANEXOS

ANEXO A INTERRUPTOR DE PRESIÓN

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Pressure

Sealed Piston Switch
Series 9675, A9675

**Features:**


- ▶ Double make double break capability
- ▶ Extremely long life
- ▶ Calibrated dial for easy setpoint adjustment
- ▶ Tamper-proof external adjustment
- ▶ Oil & dust tight
- ▶ Easy setpoint adjustment

**Applications**

- ▶ Hydraulic applications
- ▶ Machine tools
- ▶ Compressors
- ▶ Mining
- ▶ Specialty vehicles
- ▶ Lubrication equipment
- ▶ Metal working

**General Specifications\***

<b>Accuracy:</b>	± 2% of the adjustable range
<b>Switch Type:</b>	Single pole double throw (SPDT) or double make double break (DMDB) snap action; single circuit
<b>Rating:</b>	9675: (one SPDT) 10 amps @ 125, 250, or 480 VAC; 2.0 amps @ 600 VAC; 0.03 amps at 250 VDC  A9675: (one DMDB) 15 amps @ 125, 250, or 480 VAC; 7.5 amps @ 600 VAC; 0.5 amps at 250 VDC
<b>Wetted Parts:</b>	
Process Fitting:	416 stainless steel
O-ring:	Buna-N with Teflon® backup ring
Piston:	416 stainless steel
Enclosure:	Anodized aluminum
<b>Electrical Connection:</b>	Through 1/2" NPT conduit connection to screw terminals
<b>Enclosure Ratings:</b>	NEMA 13
<b>Pressure Connection:</b>	1/4" NPT female
<b>Approvals:</b>	
PED (European) :	Compliant to PED 97/23/EC
<b>Temperature Range:</b>	
Operating:	-20° to +165°F (-29° to +74°C)
Storage:	-40° to +200°F (-40° to +93°C)



**Adjustment Instructions:**

**Setpoint:** Loosen adjustment screw cover and open. Using a 5/16" allen wrench, turn adjustment screw clockwise to increase setpoint, counterclockwise to decrease setpoint. The setpoint indicator (located inside enclosure) provides a visual indication of the approximate setpoint.

Optional adjustable differential models remove front cover and locate adjustment screw (identified) using screwdrivers, rotate screw clockwise to increase differential.

**Wiring Code:**

**SPDT:** Normally Open (NO), Normally Closed (NC), and Common (C) terminals are identified on the limit switches

**DMDB:** Two normally open (NO) and two normally closed.

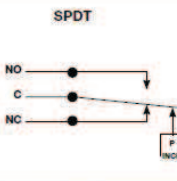
**Options:**

- Factory pre-set
- Cleaned for oxygen service
- Adjustable deadband
- Drain port, 1/8" NPT

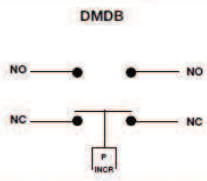
**Shipping Weight:** 1.75 lbs. approximate

**Wiring Diagram**

**SPDT**



**DMDB**



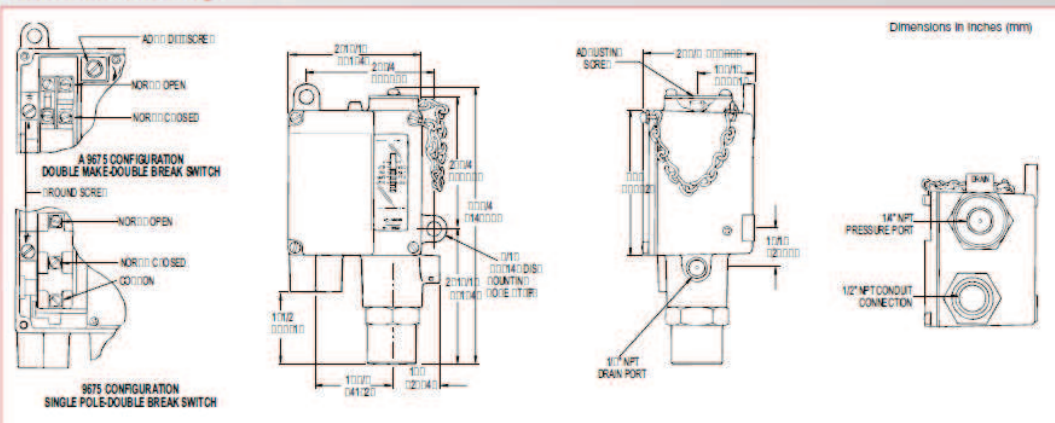
**Barksdale**  
CONTROL PRODUCTS

Barksdale Inc. • Barksdale Group  
A Subsidiary of Crane Co.

# Sealed Piston Switch

## Series 9675, A9675

### Technical Drawing



### Order Number Key / Options

Example **D** **9675** **-2** **-V**

**D** Drain port 1/8" NPT

#### Base Model

- 9675** Base part number (with SPDT limit switch)
- A9675** Base part number (with DMDB limit switch)

#### Pressure Range

For base model: 9675

	Adjustable Range				Approx. Deadband (Actuation Value) psi-(bar)	Proof Pressure psi (bar)
	Decreasing - psi (bar)		Increasing - psi (bar)			
	Min	Max	Min	Max		
-0	20 (1.4)	180 (12.2)	25 (1.7)	200 (13.6)	5 - 20 (.3 - 1.4)	3000 (204)
-1	75 (5.1)	505 (34.3)	85 (5.8)	540 (36.7)	10 - 35 (.7 - 2.4)	3000 (204)
-2	100 (6.8)	1400 (95.2)	130 (8.8)	1500 (102)	30 - 100 (2.0 - 6.8)	7000 (483)
-3	235 (16.0)	3200 (218)	295 (20.0)	3400 (231)	60 - 300 (4.1 - 20.6)	7000 (483)
-4	425 (28.9)	5640 (384)	545 (37.0)	6000 (408)	120 - 360 (8.2 - 24.4)	12000 (816)

For base model: A9675

	Adjustable Range				Approx. Deadband (Actuation Value) psi-(bar)	Proof Pressure psi (bar)
	Decreasing - psi (bar)		Increasing - psi (bar)			
	Min	Max	Min	Max		
-0	20 (1.4)	170 (11.6)	30 (2)	200 (13.6)	10 - 30 (.7 - 2.0)	3000 (204)
-1	75 (5.1)	495 (33.7)	95 (6.5)	540 (36.7)	20 - 45 (1.4 - 3.1)	3000 (204)
-2	100 (6.8)	1370 (93)	140 (9.5)	1500 (102)	40 - 130 (2.7 - 8.8)	7000 (483)
-3	235 (16.0)	3075 (209)	365 (24.8)	3400 (231)	130 - 325 (8.8 - 22.1)	7000 (483)
-4	425 (28.9)	5500 (374)	600 (40.8)	6000 (408)	175 - 500 (11.9 - 34.0)	12000 (816)

#### Options

- Z1** Cleaned for oxygen service
- Sxxx** Factory pre-set (consult factory)

#### O-Ring Material

- V** Viton® O-ring

#### Deadband

- Blank** Standard
- AA<sup>1</sup>** Adjustable deadband (only available with A9675 model)

#### NOTES:

<sup>1</sup> Consult Supplementary Guide for specific deadband value

3211 Fruitland Avenue • Los Angeles, CA 90058 • ☎ 800-835-1060 • Fax: 323-589-3463 • www.barksdale.com

**Barksdale**  
CONTROL PRODUCTS

See Barksdale's Standard Conditions of Sale • Specifications are subject to modification at any time • Bulletin #S0075-F • 11/14 • ©2014 • Printed in the U.S.A.

Fuente: (Barksdale)

## ANEXO B INTERRUPTOR DE PRESIÓN

### ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

## Pressure and Vacuum Switches

### How to Order

#### Model Number System

# 6NN-K5-M4-C2A-YY



#### Quick Selection Guide

Basic SOR pressure switches with standard wetted parts are normally suitable for air, oil, water and non-corrosive processes. The Quick Selection Guide on pages 4 and 5 shows these basic SOR pressure and vacuum switches. Corrosive service and particular customer requirements may require optional components. Refer to How to Order section below to build a customized model number or the dedicated page to locate optional components, such as switching elements, diaphragm systems, pressure ports and accessories. Each position in the model number, except Accessories, must have a designator.

*Design and specifications are subject to change without notice. For latest revision, see [www.sorinc.com](http://www.sorinc.com).*

#### Applications

SOR pressure switches in this catalog are suitable for a wide variety of continuous pressure applications. Specific application requirements can normally be met by selecting optional components, such as, switching elements, diaphragm systems and pressure ports. Certain applications may require customized specials. Consult the SOR representative in your area or the factory.

#### How to Order

Information and data in this catalog are formatted to provide a convenient guide to assist instrument engineers, plant engineers and end users in selecting pressure switches for their unique applications.

Steps 1 through 5 are required. Step 6 is optional. Orders must have complete Model Numbers, i.e. each component must have a designator.

**Step 1:** Select **Piston-Spring** adjustable range/Set Point from Specifications (pages 7 & 8). (Piston/Spring combination determines adjustable range.)

**Step 2:** Select **Housing** for type of pressure switch and service (page 9).

**Step 3:** Select electrical **Switching Element** for electrical service (pages 10 & 11).

**Step 4:** Select **Diaphragm and O-Ring** for process compatibility and containment (pages 12 & 13).

**Step 5:** Select **Pressure Port** for process compatibility and connection (page 14).

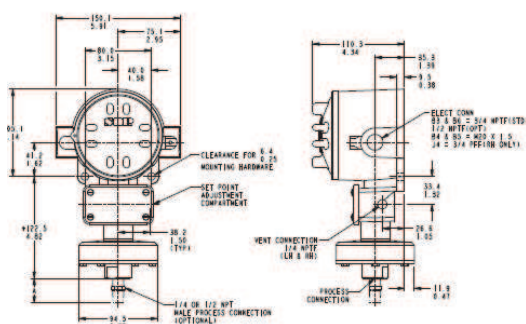
**Step 6:** Select **Accessories** required for service (page 16).

## Pressure and Vacuum Switches

## Dimensions

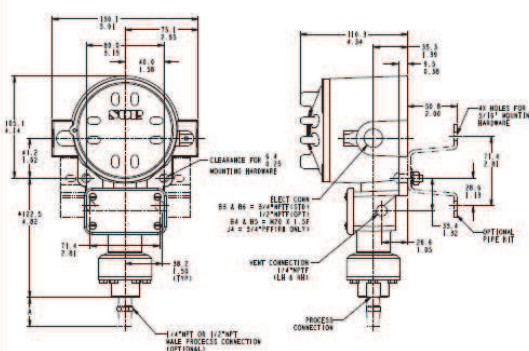
Dimensions in this catalog are for reference only. They may be changed without notice. Contact the factory for certified drawings for a particular model number.

### Explosion Proof



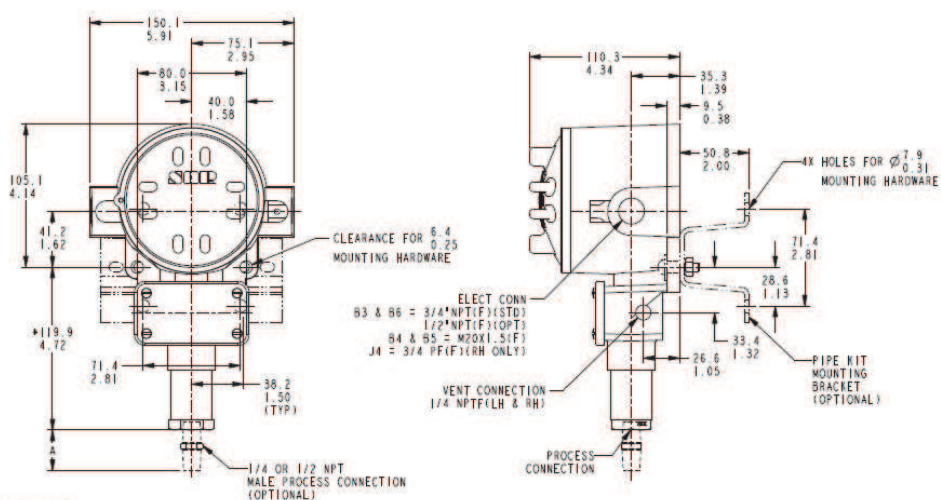
Drawing 0090297

Designators: **B3, B4, B5, B6, J4**  
Piston Numbers **12, 52**



Drawing 0090284

Designators: **B3, B4, B5, B6, J4**  
Piston Numbers **4, 54**



Drawing 0090882

Designators: **B3, B4, B5, B6, J4**  
Piston Numbers **5, 6, 9, 1, 56**

\*Refer to Dimensions table on page 19 for changes in length due to process connection size, including A dimension.

Fuente: (SOR)

## ANEXO C TRANSMISOR DE PRESIÓN

### ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

## Rosemount 3051T In-Line Pressure Transmitter



3051T In-Line  
Pressure Transmitter

Rosemount 3051T In-Line Pressure Transmitters are the industry standard for Gage and Absolute pressure measurement. The in-line, compact design allows the transmitter to be connected directly to a process for quick, easy and cost effective installation. Capabilities include:

- Power Advisory can proactively detect degraded electrical loop integrity issues (Option Code **DA0**)
- Local Operator Interface with straightforward menus and built-in configuration buttons (Option Code **M4**)
- Safety Certification (Option Code **QT**)

See "Specifications" on page 45 and options for more details on each configuration. Specification and selection of product materials, options, or components must be made by the purchaser of the equipment. See page 54 for more information on Material Selection.

#### Additional information:

Specifications: [page 45](#)

Certifications: [page 56](#)

Dimensional Drawings: [page 66](#)

**Table 2. 3051T In-Line Pressure Transmitter Ordering Information**

★ The Standard offering represents the most common options. The starred options (★) should be selected for best delivery.

The Expanded offering is subject to additional delivery lead time.

Model	Transmitter type		
3051T <sup>(1)</sup>	In-Line Pressure Transmitter		
<b>Pressure type</b>			
G	Gage		★
A <sup>(2)</sup>	Absolute		★
<b>Pressure range</b>			
	<b>Gage (3051TG)<sup>(3)</sup></b>	<b>Absolute (3051TA)</b>	
1	-14.7 to 30 psi (-1,01 to 2,06 bar)	0 to 30 psia (0 to 2,06 bar)	★
2	-14.7 to 150 psi (-1,01 to 10,34 bar)	0 to 150 psia (0 to 10,34 bar)	★
3	-14.7 to 800 psi (-1,01 to 55,15 bar)	0 to 800 psia (0 to 55,15 bar)	★
4	-14.7 to 4000 psi (-1,01 to 275,79 bar)	0 to 4000 psia (0 to 275,79 bar)	★
5	-14.7 to 10000 psi (-1,01 to 689,47 bar)	0 to 10000 psia (0 to 689,47 bar)	★
<b>Transmitter output</b>			
A <sup>(4)</sup>	4–20 mA with Digital Signal Based on HART Protocol		★
F	FOUNDATION fieldbus Protocol		★
W <sup>(5)</sup>	PROFIBUS PA Protocol		★
X <sup>(6)</sup>	Wireless (requires wireless options and engineered polymer housing)		★
M <sup>(7)</sup>	Low-Power 1-5 Vdc with Digital Signal Based on HART Protocol		
<b>Process connection style</b>			
2B	1/2–14 NPT Female		★
2C <sup>(8)</sup>	G½ A DIN 16288 Male (Range 1–4 only)		★
2F <sup>(9)</sup>	Coned and Threaded, Compatible with Autoclave Type F-250-C (Range 5 only)		
61 <sup>(9)</sup>	Non-threaded Instrument flange (Range 1-4 only)		

**Table 2. 3051T In-Line Pressure Transmitter Ordering Information**

★ The Standard offering represents the most common options. The starred options (★) should be selected for best delivery.

The Expanded offering is subject to additional delivery lead time.

Isolating diaphragm		Process connection wetted parts material	
2 <sup>(10)</sup>	316L SST	316L SST	★
3 <sup>(10)</sup>	Alloy C-276	Alloy C-276	★
Sensor fill fluid			
1	Silicone		★
2 <sup>(9)</sup>	Inert		★
Housing material		Conduit entry size	
A	Aluminum	½–14 NPT	★
B	Aluminum	M20 × 1.5	★
J	SST	½–14 NPT	★
K	SST	M20 × 1.5	★
p <sup>(11)</sup>	Engineered polymer	No conduit entries	★
D <sup>(12)</sup>	Aluminum	G½	
M <sup>(12)</sup>	SST	G½	

**Wireless options** (requires wireless Output Code X and Engineered Polymer Housing Code P)

Wireless transmit rate, operating frequency, and protocol		
WA3	User Configurable Transmit Rate, 2.4GHz WirelessHART	★
Antenna and SmartPower		
WP5	Internal Antenna, Compatible with Green Power Module (I.S. Power Module Sold Separately)	★

**HART Revision configuration** (requires HART Protocol Output Code A)

HR5 <sup>(4)</sup>	Configured for HART Revision 5	★
HR7 <sup>(4)</sup>	Configured for HART Revision 7	★

**Options** (include with selected model number)

Extended product warranty		
WR3	3-year limited warranty	★
WR5	5-year limited warranty	★
PlantWeb control functionality		
A01 <sup>(13)</sup>	FOUNDATION fieldbus Control Function Block Suite	★
PlantWeb diagnostic functionality		
DA0 <sup>(22)</sup>	Power Advisory HART Diagnostic	★
D01 <sup>(13)</sup>	FOUNDATION fieldbus Diagnostics Suite	★
Integral assembly		
S5 <sup>(14)</sup>	Assemble to Rosemount 306 Integral Manifold	★
Diaphragm seal assemblies		
S1 <sup>(14)</sup>	Assemble to one Rosemount 1199 seal	★
Mounting bracket <sup>(15)</sup>		
B4	Bracket for 2-in. Pipe or Panel Mounting, All SST	★
Product certifications		
E8	ATEX Flameproof and Dust Certification	★
I1 <sup>(16)</sup>	ATEX Intrinsic Safety and Dust	★

Fuente: (Rosemount, 2014)



## ANEXO D INTERRUPTOR DE VIBRACIÓN

## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS



96013  
2013-11-27  
Section 20

## Shock and Vibration Switch – VS2 Series



## Features

- Designed to Detect Shock/Vibration in 3-Planes of Motion
- Fully Adjustable
- Includes Magnetic Latching Feature
- Manual or Electric Reset

\* Selected Configurations are Third Party Listed

The VS2 Series switches are shock sensitive mechanisms for shutdown of engine or electric motor powered equipment. These switches use a magnetic latch to ensure reliable operation. Explosion-proof "EX" models for hazardous locations are available.

## Applications

Ideal for use on engines, pumps, compressors, heat exchangers and pumping units, the VS2 Series can be used anywhere shutdown protection from damaging shock/vibration is desired. Switches are field adjustable to sensitivity required in each application.

## Specifications

## VS2 and VS2C

**Case:** Environmental Protection: Ingress protected to IP54 (when mounted on a horizontal surface with drain holes down). Suitable for non-hazardous areas.

VS2C: C-clamp mount, includes 45 ft. (13.7 m) 2-conductor cable, and 5 cable clamps

**Contacts:** SPDT-double make leaf contacts, 3A @ 240 VAC; 10A @ 120 VAC; 10A @ 32 VDC

## Shipping Weight:

VS2: 2 lb 8 oz. (1.1 kg)

VS2C: 7 lb (3.2 kg)

## Shipping Dimensions:

VS2: 8-1/4 x 9-1/4 x 5 in. (210 x 235 x 127 mm)

VS2C: 12 x 7 x 5-1/2 in. (305 x 178 x 140 mm)

## VS2EX

**Case:** Base mount, explosion-proof aluminum alloy housing; meets IP54 specifications; Class I, Division 1, Groups C & D; UL and CSA listed

**Certification:** CSA, UL

**Snap-switches:** 2-SPDT snap-switches; 5A @ 480 VAC; 2A resistive, 1A inductive, up to 30 VDC

**Normal Operating Temperature:** -40°F to 185°F (-40°C to 85°C)

## Basic Operation

Pushing the reset button moves the tripping latch into a magnetically held position. A shock/vibration will move the magnet beyond this holding position, thus freeing the spring loaded tripping latch to transfer the contacts and shutdown the machinery (see dimensional diagrams in the following pages for visual representation of parts).

## Remote Reset Option (VS2EXR and VS2EXRB)

The remote reset option includes a built-in electric solenoid which allows reset of tripped unit from a remote location. Available for 115 VAC or 24 VDC.

**Shipping Weight:** 4 lb 8 oz. (2 kg)

**Shipping Dimensions:** 8-1/4 x 9-1/4 x 5 in. (210 x 235 x 127 mm)

## VS2EXR

**Case:** Same as VS2EX

**Certification:** CSA, UL

**Snap-switch:** 1-SPDT snap-switch and reset coil; 5A @ 480 VAC; 2A resistive, 1A inductive, up to 30 VDC

**Remote Reset:** 115 VAC or 24 VDC (specify)

**Shipping Weight:** 5 lb 8 oz. (2.2 kg)

**Shipping Dimensions:** 8-1/4 x 9-1/4 x 5 in. (210 x 235 x 127 mm)

## VS2EXRB

**Case:** Explosion-proof aluminum alloy housing; rated Class I, Division 1, Group B hazardous areas

**Certification:** No third party certification

**Snap-switch:** 1-SPDT snap-switch with reset coil (option available for 2-SPDT switches); 5A @ 480 VAC; 2A resistive, 1A inductive, up to 30 VDC

**Remote Reset:** 115 VAC or 24 VDC (specify)

**Shipping Weight:** 17 lb 8 oz. (7.9 kg)

**Shipping Dimensions:** 12 x 12 x 10 in. (305 x 305 x 254 mm)

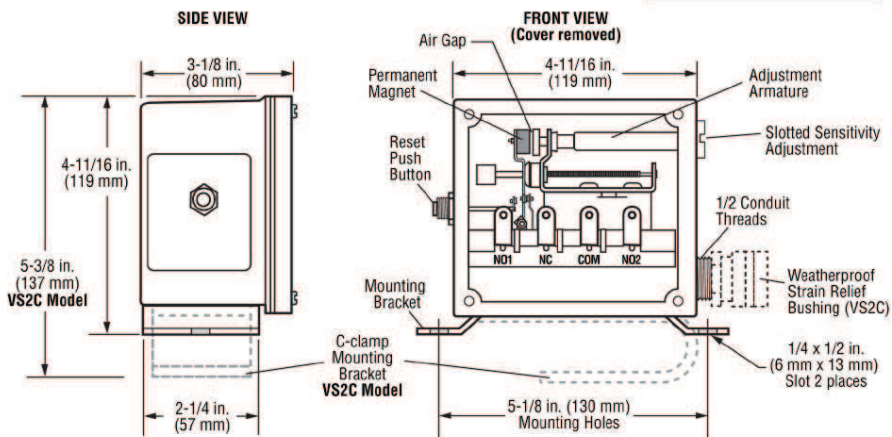
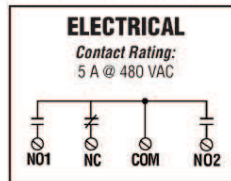
In order to consistently bring you the highest quality, full-featured products, we reserve the right to change our specifications and designs at any time. MURPHY products and the Murphy logo are registered and/or common law trademarks of Enovation Controls, LLC. This document, including textual matter and illustrations, is copyright protected by Enovation Controls, L with all rights reserved. (c) 2013 Enovation Controls, LLC. A copy of the warranty may be viewed or printed by going to <http://www.murphy.com/Warranty>.

**Dimensions**

Environmental Protection: Ingress protected to IP54 (when mounted on a horizontal surface with drain holes down).

**VS2 and VS2C**

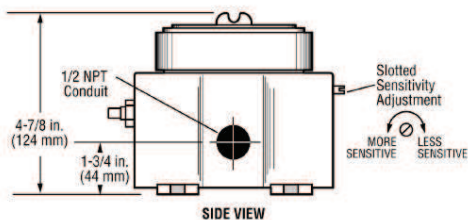
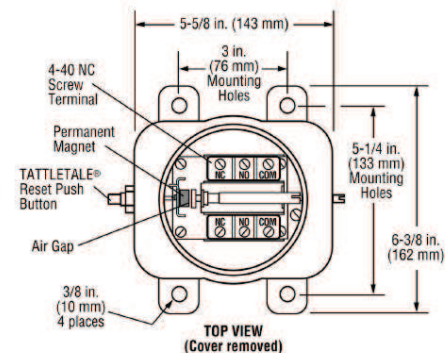
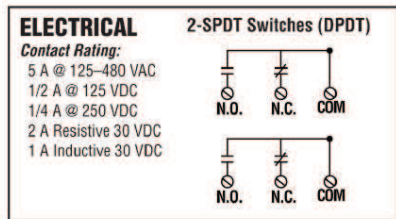
The VS2 and VS2C are designed for use in non-hazardous locations. They have leaf type SPDT, double make contacts that can be used for shutdown and/or alarm. They have a slotted sensitivity adjustment located on the side of the case (see drawing below).



**VS2EX**

- IP54 Specifications
- Snap-switch Contacts
- **TATTLETALE®** Reset Button

Model VS2EX is housed in an explosion-proof enclosure with threaded cover. This enclosure is CSA and UL listed for Class I, Division 1, Groups C & D hazardous locations. In place of the leaf type contacts, 2-SPDT snap-switches are used in this model. Sensitivity is externally adjustable and, when tripped, the VS2EX gives a TATTLETALE® indication on the reset button. It is constructed to meet IP54 specifications.



Fuente: (Murphy, 2013)

## ANEXO E TRANSMISOR DE VIBRACIÓN

### ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

# GTI SERVICE NOTE

GTI 100

January, 2007

## Vibration Transmitter

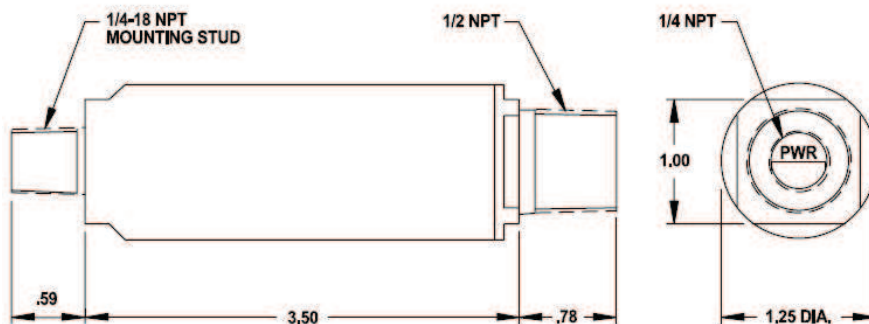
The GTI Bi-Fuel® vibration sensor (P/N 691205) serves as a critical component on some Bi-Fuel® installations, providing analog signals to the GPN control panel that are compared against preset threshold levels. To guard against unstable operating conditions, the GPN panel will shut off the supply of natural gas if these vibration thresholds are exceeded.

If the device is not properly installed and maintained, permanent damage to the transmitter can result. The sensor should NEVER be tightened by applying torque to the sensor body. Pipe wrenches and pliers are capable of applying extreme forces to the body of the device and can damage sensitive electronic components. The lower portion of the body of the sensor is equipped with wrench flats. Torque should only be applied using a properly sized wrench which is properly seated on the flats. Any evidence of improper installation (wrench marks) on the barrel portion of the shell will result in denial of warranty on any returned parts.

Permanent damage can result from any direct blow to the transmitter. Tests of the transmitter's ability to register a momentary change in vibrations should only be conducted using a rubber mallet to strike a nearby surface.



---

**DIGITAL/BARGRAPH SETPOINT GAUGE**
**FIG. 8 VIBRATION TRANSMITTER: P/N 691205****SPECIFICATIONS:**

SUPPLY VOLTAGE: MIN 16 VDC (WITH 200Ω RECEIVER RESISTOR), MAX. 30 VDC

OUTPUT: 4-20 mA PROPORTIONAL TO VELOCITY VIBRATION

0 VIBRATION = 4 mA ± 0.1 mA, 2.0 IPS PK = 20 mA ± 0.4 mA

MATERIAL: 300 STAINLESS STEEL

OPERATING AND STORAGE TEMPERATURE RANGE: -40° TO 212°F (-40° TO 100°C)

HAZARDOUS AREA RATING: CLASS I, DIV. 1, GROUPS B, C & D.

CLASS II, DIV. 1, GROUPS E, F & G.

## ANEXO F CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE

### ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Select a CompactLogix System

#### 1768 CompactLogix Controllers

The 1768 CompactLogix controller combines a 1768 backplane and a 1769 backplane. The 1768 backplane supports the 1768 controller, the 1768 power supply, and a maximum of four 1768 modules. The 1769 backplane supports 1769 modules.



Characteristic	1768-L43	1768-L43S	1768-L45	1768-L45S
Available user memory	2 MB	2 MB standard 0.5 MB safety	3 MB	3 MB standard 1 MB safety
Memory card	1784-CF128 (128 MB)			
Communication options	<ul style="list-style-type: none"> <li>• EtherNet/IP (standard and safety)</li> <li>• ControlNet (standard and safety)</li> <li>• DeviceNet (standard)</li> </ul>			
Serial communication port	1 RS-232 port			
Number of 1768 modules, max	2		4	
Number of 1769 I/O modules, max	16		30	
Number of I/O banks, max	2		3	
Battery	None			
Programming software support	RSLogix 5000 software, version 20 or earlier			

#### 1769-L23x Packaged CompactLogix Controllers with Embedded I/O

The 1769-L23x controllers provide the following functionality:

- Built-in power supply
- Two serial ports or one serial and one EtherNet/IP port, depending on controller catalog number
- Combination of embedded digital, analog, and high-speed counter I/O modules
- 1769-ECR right-end cap

Characteristic	1769-L23-QBFC1B	1769-L23E-QB1B	1769-L23E-QBFC1B
Available user memory	512 KB	512 KB	512 KB
CompactFlash card	None		
Communication ports	2 RS-232 ports (isolated DF1 or ASCII; only nonisolated DF1)	1 EtherNet/IP port 1 RS-232 serial port (DF1 or ASCII)	1 EtherNet/IP port 1 RS-232 serial port (DF1 or ASCII)
Embedded I/O	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 16 DC inputs</li> <li>• 16 DC outputs</li> <li>• 4 analog inputs</li> <li>• 2 analog outputs</li> <li>• 4 high-speed counters</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 16 DC inputs</li> <li>• 16 DC outputs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 16 DC inputs</li> <li>• 16 DC outputs</li> <li>• 4 analog inputs</li> <li>• 2 analog outputs</li> <li>• 4 high-speed counters</li> </ul>
Module expansion capacity	2 1769 modules	3 1769 modules	2 1769 modules
Embedded power supply	24V DC		
Programming software support	RSLogix 5000 software, version 20 or earlier		

Fuente: (Rockwell, CompactLogix System, 2014)

## ANEXO G PANEL VIEW

### ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

#### PanelView Plus 700 to 1500 Terminals

This section gives an overview of the PanelView Plus 700, 1000, 1250, 1250H, and 1500 terminals.

- Modular components
- Base-configured unit
- Communication modules
- Logic module, standard or CE
- Power supply, AC or DC
- Display modules



The PanelView Plus 700 to 1500 terminals are HMI devices that offer these features:

- Graphic color-display modules with keypad, touch screen, or keypad and touch screen support
- Analog resistive touch screen
- Ethernet and serial communications
- Modular communication interface for easy add-on capability
- Memory expansion modules for field upgrades to 256 MB RAM and 512 MB CompactFlash
- Power input, AC (85...264V AC) or DC (18...32V DC)
- CompactFlash card slot supports Type 1 CompactFlash cards
- USB ports provide connections for keyboard, mouse, and printer
- Field replaceable bezels
- Same panel cutouts as the PanelView Standard and PanelView Enhanced terminals
- Standard or CE logic module

Fuente: (Rockwell, PanelView Plus Terminals, 2009)

## ACTA DE ENTREGA - RECEPCIÓN

Este proyecto fue entregado en la Dirección de la Carrera de Ingeniería en Electrónica, Automatización y Control y reposa en la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE, desde:


Sangolquí, 31 de julio de 2015

ELABORADO POR:



RIVERA VEGA KARLA ESTEFANÍA

172016190-8



Ing. LUIS OROZCO MSc.

DIRECTOR DE LA CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA, AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL